

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL: ELECTRICIDAD

**LÍNEA AÉREA DE 132 KV PARA
EL TRANSPORTE DE 50 MVA**

AUTOR: Esteban Martínez Baquero

TUTOR: Pablo Ledesma Larrea

Leganés, 11 de Noviembre de 2011

ÍNDICE

DOCUMENTO 1: MEMORIA	1
1.1 GENERALIDADES	2
1.1.1 ANTECEDENTES.....	2
1.1.2 OBJETO DEL PROYECTO	2
1.1.3 EMPLAZAMIENTO	2
1.1.4 REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES.....	4
1.1.5 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	4
1.1.6 CALIDAD Y PROCESAMIENTO DE LOS MATERIALES	5
1.1.7 LIMITACIONES DEL PROYECTO	5
 1.2 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	 6
1.2.1 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA	6
1.2.2 TRAZADO DE LA LÍNEA	6
1.2.3 CRUZAMIENTOS.....	7
1.2.4 MATERIALES	8
1.2.5 CONDUCTOR.....	8
1.2.6 CABLE DE TIERRA	9
1.2.7 APOYOS.....	10
1.2.8 CRUCETAS.....	11
1.2.9 AISLAMIENTO Y HERRAJES	12
1.2.10 NIVELES DE AISLAMIENTO	12
1.2.11 FORMACIÓN DE LAS CADENAS	14
1.2.11.1 CADENAS DE SUSPENSIÓN.....	14
1.2.11.2 CADENAS DE AMARRE	15
1.2.11.3 CADENAS DE SUSPENSIÓN DEL CABLE DE TIERRA.....	15
1.2.11.4 CADENAS DE AMARRE DEL CABLE DE TIERRA	16
1.2.12 EMPALMES, CONEXIONES Y RETENCIONES	17
1.2.13 VIBRACIONES.....	17
1.2.14 CIMENTACIONES.....	18
1.2.15 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	20
1.2.16 CHAPAS ANTIESCALO	21

1.3 DIAGRAMA SECUENCIAL DE UN PROYECTO DE UNA LÍNEA DE ALTA TENSIÓN 21

DOCUMENTO 2: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS 23

2.1 GENERALIDADES 24

2.1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA 24

2.1.2 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR 24

2.1.3 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE TIERRA 25

2.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS 25

2.2.1 DENSIDAD DE CORRIENTE E INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE 25

2.2.2 RESISTENCIA ELÉCTRICA 26

2.2.3 INDUCTANCIA 27

2.2.4 REACTANCIA 29

2.2.5 CAPACIDAD 30

2.2.6 IMPEDANCIA 30

2.2.7 CONDUCTANCIA 31

2.2.8 EFECTO CORONA 32

2.2.9 CAÍDA DE TENSIÓN 34

2.2.10 CAPACIDAD DE TRANSPORTE 35

2.2.10.1 MÁXIMA POTENCIA A TRANSPORTAR LIMITADA POR LA DENSIDAD DE CORRIENTE MÁXIMA ADMISIBLE 35

2.2.10.2 MÁXIMA POTENCIA A TRANSPORTAR LIMITADA POR LA CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA ADMISIBLE 36

2.2.10.3 MÁXIMA POTENCIA A TRANSPORTAR POR LÍMITE TÉRMICO ... 37

2.2.10.4 CONCLUSIÓN 40

2.2.11 POTENCIA ACTIVA TRANSPORTADA 41

2.2.12 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE 41

2.2.13 RESUMEN DE LAS MAGNITUDES ELÉCTRICAS CALCULADAS 41

2.3 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR Y DEL CABLE DE TIERRA 42

2.3.1 CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DEL CONDUCTOR Y DEL CABLE DE TIERRA 42

2.3.2 CARGAS Y SOBRECARGAS A CONSIDERAR.....	43
2.3.2.1 CARGAS PERMANENTES	44
2.3.2.2 SOBRECARGA DEBIDA A LA ACCIÓN DEL VIENTO	44
2.3.2.3 PESO APARENTE POR SOBRECARGA DE VIENTO	45
2.3.2.4 SOBRECARGA DEBIDA AL HIELO	46
2.3.2.5 PESO APARENTE POR SOBRECARGA DE HIELO	47
2.3.2.6 PESO APARENTE POR SOBRECARGA DE VIENTO Y HIELO	47
2.3.2.7 TABLA RESUMEN DE PESOS APARENTES	50
2.3.3 ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES	50
2.3.4 CÁLCULOS MECÁNICOS A CONSIDERAR	51
2.3.5 TRACCIÓN MÁXIMA ADMISIBLE	51
2.3.6 COMPROBACIÓN DE LOS FENÓMENOS VIBRATORIOS.....	53
2.3.6.1 TENSIÓN DE CADA DÍA.....	54
2.3.6.2 TENSIÓN EN HORAS FRÍAS	56
2.3.7 FLECHAS MÁXIMAS DE LOS CONDUCTORES Y CABLES DE TIERRA.....	59
2.3.7.1 CÁLCULO DE LA FLECHA.....	60
2.3.7.2 HIPÓTESIS DE VIENTO	60
2.3.7.3 HIPÓTESIS DE TEMPERATURA.....	62
2.3.7.4 HIPÓTESIS DE HIELO.....	64
2.3.8 CÁLCULO DE LAS CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR.....	66
2.3.9 TABLA DE TENDIDO.....	67
2.3.10 PARÁBOLA DE FLECHAS MÁXIMAS VERTICALES	70
2.3.11 PARÁBOLA DE DISTANCIA MÍNIMA AL TERRENO	71
 2.4 CÁLCULO DE LAS CADENAS DE AISLADORES	 72
2.4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES	72
2.4.2 SELECCIÓN DEL AISLADOR.....	72
2.4.2.1 NIVEL DE AISLAMIENTO	72
2.4.2.2 CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA CADENA DE SUSPENSIÓN	75
2.4.2.3 CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA CADENA DE AMARRE	77
2.4.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AISLADOR	77
2.4.4 CADENAS DE AISLADORES.....	78
2.4.4.1 CADENA DE SUSPENSIÓN.....	78
2.4.4.2 CADENA DE AMARRE	79
2.4.5 GRAVIVANO.....	79

2.4.6	EOLOVANO	80
2.4.7	CÁLCULO DE LOS GRAVIVANOS Y EOLOVANOS DE LA LÍNEA	80
2.5	DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD	81
2.5.1	DISTANCIAS DE AISLAMIENTO PARA EVITAR DESCARGAS	82
2.5.2	DISTANCIAS EN EL APOYO	84
2.5.2.1	DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES	84
2.5.2.2	DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA	85
2.5.3	DISTANCIAS AL TERRENO, CAMINOS, SENDAS Y A CURSOS DE AGUA NO NAVEGABLES	85
2.5.4	DISTANCIAS A CARRETERAS	85
2.5.4.1	CRUZAMIENTOS	85
2.5.5	DISTANCIAS A FERROCARRILES ELECTRIFICADOS, TRANVÍAS O TROLEBUSES	86
2.5.6	PASO POR ZONAS	86
2.5.6.1	BOSQUES, ARBOLEDAS Y MASAS DE ARBOLADO	87
2.5.6.2	EDIFICIOS, CONSTRUCCIONES Y ZONAS URBANAS	87
2.5.7	RESUMEN DE DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD	88
2.6	CÁLCULO DE LOS APOYOS	89
2.6.1	CÁLCULO DE LA ALTURA MÍNIMA DE LOS APOYOS	89
2.6.2	DISTANCIA MÍNIMA DE SEPARACIÓN DE LOS CONDUCTORES EN EL APOYO	89
2.6.3	SELECCIÓN DEL APOYO	89
2.6.3.1	SERIE	89
2.6.3.2	ALTURAS	90
2.6.3.3	ARMADOS	90
2.6.4	TABLA DE APOYOS	90
2.7	CIMENTACIONES	91
2.8	CRUZAMIENTOS	92

2.9 VIBRACIONES.....	93
 2.10 CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA	 94
2.10.1 GENERALIDADES	94
2.10.2 RESISTIVIDAD DEL TERRENO.....	94
2.10.3 CÁLCULO DE RESISTENCIA DEL SISTEMA DE TIERRA	95
2.10.3.1 RESISTENCIA DE LAS PICAS	95
2.10.3.2 RESISTENCIA DEL CABLE ENTERRADO	96
2.10.3.3 RESISTENCIA TOTAL DEL APOYO.....	96
2.10.3.4 RESISTENCIA DE DIFUSIÓN DE LA LÍNEA.....	97
2.10.4 CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO	97
2.10.4.1 Tensión de contacto	97
2.10.4.2 Tensión de paso.....	102
2.10.5 CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL, ESTABLECIENDO EL DEFINITIVO.....	103
 DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES	 104
3.1 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN.....	105
 3.2 DISPOSICIONES GENERALES	 105
 3.3 CONDICIONES LEGALES	 105
 3.4 PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD DE LA OBRA	 105
 3.5 EJECUCIÓN DEL TRABAJO	 106
3.5.1 APERTURA DE HOYOS	106
3.5.2 TRANSPORTE Y ACOPIO A PIE DE APOYO.....	106
3.5.3 CIMENTACIONES.....	107
3.5.4 ARENA.....	108
3.5.5 CEMENTOS	109
3.5.6 AGUA.....	109

3.5.7 ARMADO DE APOYOS METÁLICOS.....	109
3.5.8 PROTECCIÓN DE LAS SUPERFICIES METÁLICAS.....	109
3.5.9 IZADO DE APOYOS	110
3.5.10 APOYOS METÁLICOS	110
3.5.11 REPOSICIÓN DEL TERRENO	110
3.5.12 NUMERACIÓN DE APOYOS Y AVISO DE PELIGRO ELÉCTRICO	110
3.5.13 PUESTA A TIERRA.....	110
3.6 EJECUCIÓN DEL TRABAJO EN CONDUCTORES	111
3.6.1 INSTALACIÓN DE CONDUCTORES	111
3.7 MATERIALES	113
3.7.1 APOYOS.....	113
3.7.2 ACCESORIOS PARA EL MONTAJE	113
3.7.3 CONDUCTORES	113
3.8 RECEPCIÓN DE LA OBRA.....	114
3.8.1 CALIDAD DE CIMENTACIONES	114
3.8.2 TOLERANCIAS DE EJECUCIÓN	114
3.8.3 TOLERANCIAS DE UTILIZACIÓN.....	115
3.9 SEÑALIZACIÓN DE LA OBRA.....	115
3.10 CONSERVACIÓN DEL PAISAJE Y LIMPIEZA DE LA OBRA	116
DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO.....	117
4.1PARTIDAS PRINCIPALES	118
4.1.1 PARTIDA 1: APOYO	118
4.1.1.1 APOYO METÁLICO M60-S41T2-30,5	118
4.1.2 PARTIDA 2: CONDUCTORES	118
4.1.2.1 CONDUCTOR LA-280	118

4.1.2.2	CABLE DE TIERRA OPGW-14	119
4.1.3	PARTIDA 3: AMORTIGUADORES	119
4.1.3.1	AMORTIGUADORES	119
4.1.4	PARTIDA 4: CADENAS DE AISLADORES.....	119
4.1.4.1	CADENAS DE SUSPENSIÓN.....	119
4.1.4.2	CADENAS DE AMARRE	120
4.1.5	PARTIDA 5: PUESTA EN MARCHA	120
4.1.5.1	PUESTA EN MARCHA.....	120
4.1.6	PARTIDA 6: SERVICIOS TÉCNICOS Y ADMINISTRATIVOS	120
4.1.6.1	SERVICIOS TÉCNICOS Y ADMINISTRATIVOS.....	120
4.2	MEDICIONES	121
4.2.1	APOYOS.....	121
4.2.1.1	APOYO METÁLICO M60-S41T2-30,5	121
4.2.2	CONDUCTORES	121
4.2.2.1	CONDUCTOR LA-280	121
4.2.2.2	CABLE DE TIERRA OPGW-14	122
4.2.3	AMORTIGUADORES	122
4.2.4	CADENAS DE AISLADORES	123
4.2.4.1	CADENAS DE SUSPENSIÓN.....	123
4.2.4.2	CADENAS DE AMARRE	123
4.2.5	PUESTA EN MARCHA.....	124
4.2.6	SERVICIOS TÉCNICOS Y ADMINISTRATIVOS.....	124
4.3	PRESUPUESTO GENERAL	125
DOCUMENTO 5:	PLANOS.....	126
PLANO N°1:	PERFIL LONGITUDINAL Y PLANTA	127
PLANO N°2:	CARTOGRAFÍA CATASTRAL	128
PLANO N°3:	ORTOFOTO PNOA	129
PLANO N°4:	PONENCIA DE VALORES.....	125

DOCUMENTO 6: BIBLIOGRAFÍA	131
--	------------

ANEXO: CATÁLOGOS	134
-------------------------------	------------

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Parámetros eléctricos de la línea.....</i>	<i>6</i>
<i>Tabla 2. Vanos, función y altitud de los apoyos.....</i>	<i>7</i>
<i>Tabla 3. Características del LA-280</i>	<i>8</i>
<i>Tabla 4. Descripción del cable de tierra.....</i>	<i>9</i>
<i>Tabla 5. Características del cable de tierra.....</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 6. Apoyos en la línea</i>	<i>11</i>
<i>Tabla 7. Dimensiones de los parámetros de las crucetas.....</i>	<i>12</i>
<i>Tabla 8. Características del aislador E-100P-146</i>	<i>13</i>
<i>Tabla 9. Cadena de suspensión</i>	<i>14, 78</i>
<i>Tabla 10. Cadena de amarre</i>	<i>15, 79</i>
<i>Tabla 11. Cadena de suspensión del cable de tierra</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 12. Cadena de amarre del cable de tierra.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 13. Características del amortiguador</i>	<i>18, 93</i>
<i>Tabla 14. Magnitudes de cimentación</i>	<i>19, 92</i>
<i>Tabla 15. Características de la línea</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 16. Características del conductor.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 17. Características del cable de tierra.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 18. Densidad de corriente.....</i>	<i>25</i>
<i>Tabla 19. Constantes kilométricas</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 20. Características eléctricas</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 21. Características mecánicas del conductor</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 22. Características mecánicas del cable de tierra</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 23. Resumen de pesos aparentes</i>	<i>50</i>
<i>Tabla 24. Condiciones de la hipótesis que limitan la tracción máxima</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 25. TCD para LA-280.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 26. TCD para OPGW-14</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 27. THF para LA-280</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 28. THF para OPGW-14</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 29. Flecha máxima en hipótesis de viento para LA-280</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 30. Flecha máxima en hipótesis de viento para OPGW-14.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 31. Flecha máxima en hipótesis de temperatura para LA-280</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 32. Flecha máxima en hipótesis de temperatura para OPGW-14.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 33. Flecha máxima en hipótesis de hielo para LA-280.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 34. Flecha máxima en hipótesis de hielo para OPGW-14.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 35. Curvas características del LA-280.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 36. Curvas características del OPGW-14.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 37. Tabla de tendido vanos 1-3 para LA-280.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 38. Tabla de tendido vanos 4-6 para LA-280.....</i>	<i>68</i>

Tabla 39. Tabla de tendido vanos 7-9 para LA-280.....	69
Tabla 40. Tabla de tendido vanos 1-3 para OPGW-14	69
Tabla 41. Tabla de tendido vanos 4-6 para OPGW-14	70
Tabla 42. Tabla de tendido vanos 7-9 para OPGW-14	70
Tabla 43. Flechas máximas verticales para LA-280	71
Tabla 44. Flechas máximas verticales para OPGW-14	71
Tabla 45. Características a cumplir por los aisladores	72
Tabla 46. Características eléctricas de las cadenas de aisladores.....	75
Tabla 47. Características generales del aislador E-100P-146.....	78
Tabla 48. Gravivano.....	81
Tabla 49. Eolovano	81
Tabla 50. Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas.....	83
Tabla 51. Coeficiente K en función del ángulo de oscilación	84
Tabla 52. Resumen de las distancias mínimas de seguridad	88
Tabla 53. Tablas de apoyos.....	91
Tabla 54. Valores admisibles de la tensión de contacto	98

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Situación de la línea en la Comunidad de Madrid.....</i>	<i>3</i>
<i>Figura 2. Situación de la línea en Las Rozas de Madrid</i>	<i>3</i>
<i>Figura 3. Cable de tierra.....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 4. Crucetas</i>	<i>12</i>
<i>Figura 5. Cadena de suspensión</i>	<i>14, 79</i>
<i>Figura 6. Cadena de amarre.....</i>	<i>15, 79</i>
<i>Figura 7. Cadena de suspensión del cable de tierra</i>	<i>16</i>
<i>Figura 8. Cadena de amarre del cable de tierra</i>	<i>16</i>
<i>Figura 9. Amortiguador Stockbridge</i>	<i>18</i>
<i>Figura 10. Cimentación</i>	<i>19, 92</i>
<i>Figura 11. Chapas antiescalo</i>	<i>21</i>
<i>Figura 12. Diseño de una línea de A.T.</i>	<i>22</i>
<i>Figura 13. Distancia entre fases</i>	<i>27</i>
<i>Figura 14. Configuración de la cruceta.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 15. Sobrecarga de viento</i>	<i>46</i>
<i>Figura 16. Sobrecarga de viento y hielo</i>	<i>48</i>
<i>Figura 17. Valores admisibles de la tensión de contacto</i>	<i>98</i>
<i>Figura 18. Esquema del circuito de contacto</i>	<i>100</i>

RESUMEN DEL PROYECTO

En el presente proyecto, se han descrito, calculado y diseñado los elementos que forman parte de una línea aérea de alta tensión (132 kV) para el transporte de energía eléctrica (50 MVA). Para ello se ha seguido lo indicado en el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas de Alta Tensión de 2008 y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.

Todos lo relativo al proyecto se especifica en los seis documentos de los que el mismo consta: memoria, cálculos justificativos, pliego de condiciones, presupuesto, planos y bibliografía.

SUMMARY

In this project, all the elements that are part of an overhead high voltage line (132 kV) for electricity transmission (50 MVA) have been described , calculated and designed. To complete these measures, the High Voltage Power Lines Rules of 2008 and the Complementary Technical Instructions have been followed.

The entirety of this project is explained in the six documents that it comprises: the memory, calculation report, list of conditions, budget, plans and bibliography.

DOCUMENTO 1: MEMORIA

1.1 GENERALIDADES

1.1.1 ANTECEDENTES

Teniendo como principal objetivo la culminación de los estudios de Ingeniería Técnica Industrial: Electricidad, la realización del Proyecto Final de Carrera es el último paso a realizar. Para ello, Esteban Martínez Baquero, a petición del departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid, se dispone a realizar el estudio y la redacción del presente proyecto. La dirección del proyecto queda bajo la tutoría del Doctor Pablo Ledesma Larrea.

El proyecto consiste en el diseño y cálculo de una Línea Aérea de 132 kV para el transporte de 50 MVA.

1.1.2 OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente trabajo es describir, calcular y diseñar los elementos que forman parte de las instalaciones de una línea de evacuación de 50 MVA de energía eléctrica a 132 kV de tensión. Para ello se fijaran las características técnicas que deben cumplir las partes del sistema para un perfecto y eficaz funcionamiento, en concordancia con las prescripciones impuestas por las reglamentaciones y disposiciones oficiales vigentes.

El proyecto se complementará con la planimetría general y de detalle necesaria para la definición del mismo.

1.1.3 EMPLAZAMIENTO

La línea se encuentra ubicada en el término municipal de Las Rozas de Madrid, en el noroeste de la Comunidad de Madrid.

Las siguientes imágenes son de la situación geográfica de la línea en la Comunidad de Madrid (figura 1) y de la línea en el término municipal de Las Rozas de Madrid (figura 2).



Figura 1. Situación de la línea en la Comunidad de Madrid

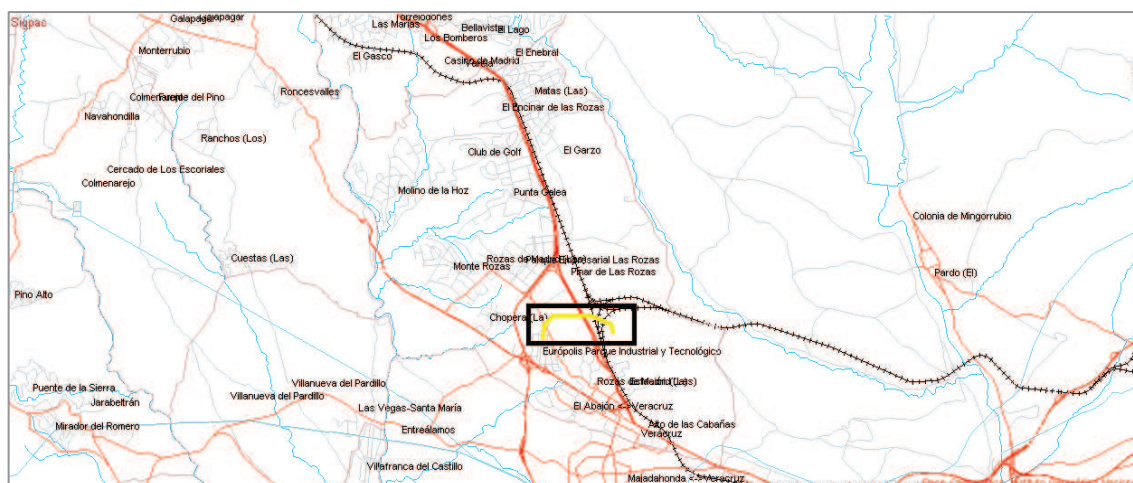


Figura 2. Situación de la línea en Las Rozas de Madrid

1.1.4 REGLAMENTACIÓN Y DISPOSICIONES OFICIALES

En la elaboración del presente proyecto, se han tenido en cuenta las prescripciones y disposiciones generales contenidas en:

- Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (Real Decreto del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 223/2008, de 15 de febrero).
- Instrucciones técnicas complementarias al Real Decreto 223/2008, ITC-LAT 1 a 9 (BOE del 19 de marzo de 2008).
- Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (Real Decreto del Ministerio de Industria y Energía 3275/82, 12 de Noviembre de 1982).
- Instrucciones técnicas complementarias al Real Decreto 3275/82 (BOE del 25 de noviembre de 1984).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre de 2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Normas UNE de obligado cumplimiento.
- Ley 2/2002, de 19 de junio, de Evaluación Ambiental de la Comunidad de Madrid. (Modificada parcialmente por la Ley 2/2004, de 31 de mayo, de Medidas Fiscales y Administrativas). BOE 176, de 24-07-2002.
- Ley del Sector Eléctrico. Ley 54/1997, de 27 de noviembre. B.O.E. 28 de noviembre de 1997.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.

1.1.5 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

La línea aérea diseñada y calculada, objeto del presente proyecto, se define mediante la tensión de servicio y la potencia aparente transportada.

Según el artículo 3 del Capítulo 1 del Reglamento de Alta Tensión, la línea quedaría encuadrada como línea de Primera Categoría, con una tensión 132 kV y una potencia aparente de 50 MVA.

La línea será de circuito simple, con un único conductor por fase. Como conductor de fase se utilizará el LA-280 y como conductor de tierra se empleará el OPGW-14.

1.1.6 CALIDAD Y PROCESAMIENTO DE LOS MATERIALES

Los materiales a utilizar en el presente proyecto deben ajustarse a las calidades exigidas por la normativa vigente.

1.1.7 LIMITACIONES DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene un objeto didáctico y es de carácter académico. No se trata de un proyecto que realmente se vaya a tramitar o ejecutar. Se resumen en este apartado las posibles limitaciones del documento:

- Los datos de partida son ficticios, si bien es cierto que la subestación de la que parte la línea realmente trabaja a 132 kV.
- No se ha realizado una toma de datos de campo, ni se han obtenido planos de desarrollo urbanístico de la zona, pasillos eléctricos previstos... La base para la elección del trazado ha sido un mapa cartográfico, en el que se han localizado las infraestructuras existentes (carreteras, red ferroviaria, cursos de agua...)
- Una vez decidido el trazado, no se han realizado las consultas previas pertinentes a los Organismos Oficiales afectados, con el objeto de poner en conocimiento la futura instalación y obtener su autorización, así como los condicionantes a cumplir por la instalación ni el estudio de impacto ambiental.
- Los elementos de la línea (conductores, aisladores, apoyos...) han sido seleccionados de catálogos de fabricantes existentes, por lo que no se ha realizado un estudio de diseño de los mismos.

- Dado el carácter académico del presente proyecto se ha variado la estructura de un proyecto convencional, dando mayor importancia a los aspectos técnicos que a los administrativos. Por este motivo, el Estudio de Seguridad y Salud no se ha incluido como un documento en el presente proyecto. Además no se ha incluido una Relación de Bienes y Derechos Afectados, así como los Presupuestos de Obra correspondientes a los Organismos afectados, al considerarlos fuera del objeto del presente documento.
- Los precios de los elementos de las líneas, se han tomado de otros proyectos existentes, aplicándoles una subida igual a la diferencia entre el IPC del momento en el que se realizaron y el actual.

1.2 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

1.2.1 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA

Los parámetros eléctricos de la línea se detallan en la tabla 1.

Tipo de corriente	Alterna trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión de línea	132 kV
Potencia aparente	50 MVA

Tabla 1. Parámetros eléctricos de la línea.

1.2.2 TRAZADO DE LA LÍNEA

El trazado de la línea puede verse en el Plano Nº1. La línea del presente proyecto está formada por un circuito simple de tres conductores de fase de aluminio con alma de acero tipo LA-280 y un conductor de tierra/comunicaciones tipo OPGW-14.

La línea discurre íntegramente por el término municipal de Las Rozas de Madrid. Tiene su origen en la subestación transformadora situada en la calle París 22, en el polígono Európolis. Dicha subestación es propiedad de la empresa Iberdrola. El final de la línea se localiza en el polígono 8, parcela 224, La Palanca, donde se ubicará una futura subestación eléctrica.

El trazado de la línea es de fácil acceso en todo su recorrido, quedando emplazada entre los 718 y 740 metros de altitud sobre el nivel del mar. Por lo tanto, según la ITC-LAT-07 del Reglamento, la línea se encontrará en la Zona B, que comprende líneas situadas entre 500 y 1000 metros sobre el nivel del mar. Esta zona se define para considerar diferentes hipótesis de cálculo para conductores.

La longitud total de la línea es de 2010 metros, y está compuesta por 9 vanos.

En el trazado de la línea aparecen tres ángulos, de 143° , 135° y 160° situados en los apoyos nº2, nº3 y nº7.

Las longitudes de los diferentes vanos, la función del apoyo y la altitud se muestran en la tabla 2.

Nº APOYO	VANO (m)	ALTITUD (m)	FUNCIÓN DEL APOYO
1	0	718	Principio de línea
2	223,40	727	Ángulo
3	225,71	729	Ángulo
4	225,67	735	Alineación
5	229,27	729	Alineación
6	236,86	736	Alineación
7	206,20	740	Ángulo
8	207,82	730	Alineación
9	233,16	726	Alineación
10	221,90	718	Fin de línea

Tabla 2. Vanos, función y altitud de los apoyos.

1.2.3 CRUZAMIENTOS

Los cruzamientos, contemplados en el RELAT, se deben ajustar al artículo 5 de dicho Reglamento (“Distancias mínimas de seguridad. Cruzamientos y paralelismos”)

Los cruzamientos que se presentan en la línea objeto de este proyecto, con elementos que ya existían en la zona con anterioridad a la instalación de la nueva línea, son los siguientes:

- Con la Autovía del Noroeste ó A6, entre los apoyos nº6 y nº7.
- Con la red de cercanías de la Comunidad de Madrid, entre los apoyos nº7 y nº8, nº8 y nº9, nº9 y nº10.

- Con calles del término municipal de Las Rozas de Madrid, entre los apoyos nº1 y nº2, nº2 y nº3, nº7 y nº8, nº8 y nº9.
- Con sendas rurales entre los apoyos nº3 y nº4, nº4 y nº5, nº5 y nº6.
- Con cursos de agua no navegables entre los apoyos nº2 y nº3, nº3 y nº4, nº5 y nº6.
- Con la Dehesa de Navalcarbón entre los apoyos nº2 y nº6.

Dichos cruzamientos pueden verse detallados en el Plano nº1 (por simplicidad se han representado en perpendicular a la línea).

1.2.4 MATERIALES

Los materiales a emplear en la instalación, tendrán un aislamiento, que estará dimensionado, salvo indicación, como mínimo para una tensión más elevada de 145 kV.

1.2.5 CONDUCTOR

El conductor a utilizar en la línea aérea es el LA-280, que es un cable de aluminio-acero galvanizado, cuyas principales características se indican en la tabla 3.

CONDUCTOR	LA-280 (HAWK)
Sección de aluminio (mm ²)	241,7
Sección de acero (mm ²)	39,4
Sección total (mm ²)	281,1
Composición	26x3,44 + 7x2,68
Diámetro del alma (mm)	8,04
Diámetro total (mm)	21,80
Carga nominal de rotura (daN)	8452
Módulo de elasticidad (daN/mm ²)	7546
Coeficiente de dilatación lineal (°C)	18,9·10 ⁻⁶
Peso estándar (Kg/km)	976,1
Resistencia a 20 °C (Ω/km)	0,1194

Tabla 3. Características del LA-280.

1.2.6 CABLE DE TIERRA

El cable de tierra seleccionado en el presente proyecto es el OPGW-14, que es un cable de acero recubierto de aluminio con un núcleo de fibra óptica. Debido a este núcleo, se puede emplear también para realizar operaciones de telemando o para la transmisión de comunicaciones.

La composición del cable se puede observar en la figura 3, que queda descrita en la tabla 4.



MARCA	ESTRUCTURA
	NÚCLEO ÓPTICO, ABSORBENTE DE HIDRÓGENO:
1	Soporte central dieléctrico
2	Fibras ópticas
3	Tubos de protección holgada de las fibras, taponadas con gel antihumedad
4	Cintas de protección térmica
	PROTECCIONES METÁLICAS:
5	Tubo de aluminio extruido
6	Corona con hilos de acero recubierto de aluminio

Tabla 4. Descripción del cable de tierra.

Figura 3. Cable de tierra

Como se puede observar en la figura 3 y en la tabla 4, el cable OPGW-14 consta de un núcleo óptico absorbente de hidrógeno que sirve como soporte central dieléctrico, alrededor del cual se encuentran las fibras ópticas en tubos de protección holgados, taponados con gel antihumedad para evitar la entrada de humedad. Y recubriendo esta estructura se encuentra un tubo de aluminio extruido y una corona de hilos de acero recubiertos de aluminio, que dotan a la misma de unas buenas características mecánicas.

Este cable por tanto, tiene una elevada protección de la fibra, un buen equilibrio entre sus características eléctricas y mecánicas y un diseño altamente fiable.

Las características principales del cable de tierra se detallan en la tabla 5.

DENOMINACIÓN	OPGW-14
Material	Aluminio reforzado con acero
Sección total (mm ²)	102,2
Sección de aluminio (mm ²)	37,7
Sección de acero recubierto de Al (mm ²)	64,5
Composición (Al/Acero)	1X9,30 + 15X2,34
Diámetro aparente (mm)	14
Peso (Kg/km)	571
Carga de rotura (daN)	8000
Módulo elástico (daN/mm ²)	10700
Coefficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	14,9·10 ⁻⁶

Tabla 5. Características del cable de tierra.

1.2.7 APOYOS

La selección del apoyo del presente documento se ha realizado mediante el catálogo del fabricante Eucomsa.

Este fabricante realiza apoyos normalizados. La primera ventaja que presentan las torres normalizadas es la mejora de precio, ya que se han realizado todas las fases de cálculo y diseño, así como el montaje de prototipos. Además, permiten responder con la seguridad de que no se producirán problemas en el montaje en obra. Por lo tanto se reduce el costo total y el tiempo de ejecución del proyecto ya que se reduce la complejidad del mismo, al aprovechar la experiencia acumulada en procesos anteriores y se reducen las complicaciones de acopio y almacenamiento.

El apoyo seleccionado en el proyecto es el M60-S41T2-30,5. La selección del apoyo de la serie M se realizó por dos motivos:

- Los apoyos son apropiados para una tensión de hasta 132 kV, por lo que no estará sobredimensionado, ya que es la tensión de la línea proyectada.
- Las torres son monobloque, de base estrecha con poca ocupación del terreno.

Los apoyos de la serie son troncopiramidales de sección cuadrada con las cuatro caras iguales, tanto desde el punto de vista resistente como geométrico.

Tanto la cabeza o armado como el fuste están constituidos por perfiles angulares atornillados.

Las características del apoyo se pueden encontrar en el anexo 1.

Las funciones de los apoyos en el presente proyecto son:

- Apoyo de principio de línea: es el primer apoyo de la línea. Es un apoyo con cadenas de amarre.
- Apoyo de fin de línea: es el último apoyo de la línea. Utiliza cadenas de amarre.
- Apoyo en ángulo: se utiliza cuando el trazado de la línea experimenta un cambio en su dirección. Utiliza cadenas de amarre.
- Apoyo de alineación: se utiliza cuando el trazado de la línea no experimenta cambios en su dirección. Es un apoyo con cadenas de suspensión.

En la tabla 6 se puede apreciar el número del apoyo, su función, la longitud del vano, la altitud y sus coordenadas UTM.

Nº	UTM X	UTM Y	VANO (m)	ALTITUD (m)	FUNCIÓN DEL APOYO
1	424662,06	4484473,17	0	718	Principio de línea
2	424671,57	4484696,37	223,40	727	Ángulo
3	424818,08	4484868,06	225,71	729	Ángulo
4	425043,59	4484890,95	225,67	735	Alineación
5	425270,90	4484911,94	229,27	729	Alineación
6	425506,83	4484932,92	236,86	736	Alineación
7	425712,31	4484950,09	206,20	740	Ángulo
8	425912,09	4484892,86	207,82	730	Alineación
9	426136,60	4484829,91	233,16	726	Alineación
10	426350,17	4484769,82	221,90	718	Fin de línea

Tabla 6. Apoyos en la línea.

1.2.8 CRUCETAS

Las crucetas que utilizarán los apoyos de la línea también están normalizadas. Las cabezas podrían unirse a la parte prismática de la cabeza considerada en otras disposiciones.

Las crucetas utilizadas son del tipo S41T2, se pueden observar en las figura 4.

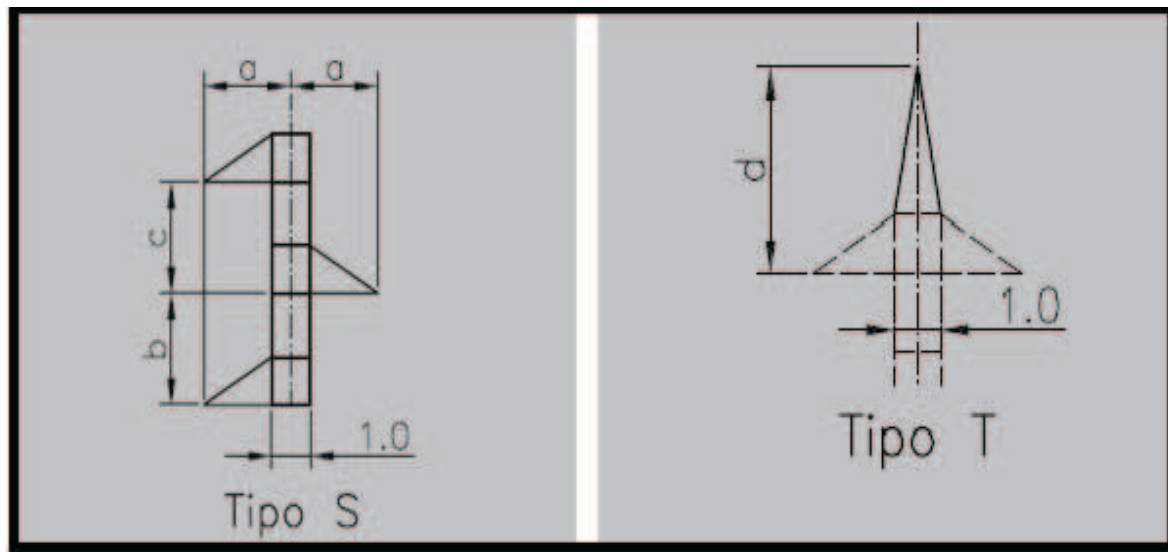


Figura 4. Crucetas.

Las dimensiones de la cruceta son las indicadas en la tabla 7.

CRUCETA	a (m)	b (m)	c (m)	d (m)
S41T2	2,70	2,02	2,02	2,90

Tabla 7. Dimensiones de los parámetros de las crucetas.

1.2.9 AISLAMIENTO Y HERRAJES

El aislamiento estará formado por cadenas de aisladores de vidrio para un nivel de contaminación medio, clasificado en el Reglamento como Zona II. Para la justificación del aislamiento se ha tenido en cuenta lo indicado en el artículo 4.4 de la ITC-LAT-07.

Los datos fundamentales para la coordinación del aislamiento son:

- Tensión nominal: 132 kV.
- Tensión más elevada: 145 kV.

1.2.10 NIVELES DE AISLAMIENTO

La línea objeto del presente proyecto, atendiendo a la clasificación del artículo 4.4 de la ITC-LAT-07, sería clasificada como de gama I, teniendo que soportar las siguientes tensiones normalizadas indicadas en la tabla 12 del mismo artículo, que son:

- Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial, cuyo valor eficaz es de 230 kV.
- Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo, con un valor de cresta de 550 kV.

Los niveles de aislamiento que se consiguen con las cadenas de aisladores superan estos valores.

El aislador a utilizar en el presente proyecto ha sido seleccionado del catálogo de SGD La Granja. En concreto es el aislador E-100P-146, diseñado para cumplir la normativa IEC y para ambientes de contaminación media.

Las características principales del aislador están indicadas en la tabla 8.

MODELO DE CATÁLOGO	E-100P-146
Nivel de anticontaminación	Medio
Carga rotura mecánica (KN)	100
Paso (p) (mm)	146
Diámetro (d) (mm)	255
Línea de fuga (mm)	320
Unión normalizada IEC 120	11
Tensión soportada a frecuencia industrial en seco (kV)	80
Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	45
Tensión soportada a impulso de choque en seco (kV)	110
Tensión de perforación en aceite (kV)	130
Peso neto aproximado por unidad (Kg)	4,8
Embalaje nº unid/caja	6

Tabla 8. Características del aislador E-100P-146.

Tanto las cadenas de amarre como las cadenas de suspensión estarán formadas por 10 aisladores, asegurando, según el catálogo, los siguientes niveles de aislamiento:

- Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial, cuyo valor eficaz es de 290 kV.
- Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo, con un valor de cresta de 890 kV.

Como se puede comprobar todas las cadenas cumplen con las prescripciones reglamentarias pertinentes.

1.2.11 FORMACIÓN DE LAS CADENAS

Tal y como se establece en las normas UNE y en la normativa de Iberdrola, para líneas aéreas de 132 kV y simple circuito con un conductor de aluminio-acero tipo LA-280, los elementos que conforman la cadena de aisladores, para un nivel II de contaminación (medio), se indican a continuación.

En la línea objeto del presente proyecto, se distinguen dos tipos distintos de cadenas de aisladores para el conductor, que son cadena de suspensión y cadena de amarre. También se distinguen dos tipos de cadenas para el cable de tierra, que son cadena de suspensión del cable de tierra y cadena de amarre del cable de tierra.

1.2.11.1 CADENAS DE SUSPENSIÓN

Los elementos que forman la cadena de suspensión se describen en la tabla 9, y se pueden apreciar en la figura 5.

MARCA	NÚMERO	DENOMINACIÓN
1	1	Horquilla de bola
2	10	Aislador E-100P-146
3	1	Alojamiento de rótula
4	1	Grapa de suspensión

Tabla 9. Cadena de suspensión.

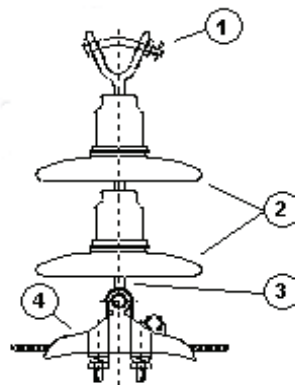


Figura 5. Cadena de suspensión

1.2.11.2 CADENAS DE AMARRE

Los elementos que forman la cadena de amarre se describen en la tabla 10, y se pueden apreciar en la figura 6.

MARCA	NÚMERO	DENOMINACIÓN
1	1	Horquilla de bola
2	10	Aislador E-100P-146
3	1	Alojamiento de rótula
4	1	Grapa de amarre

Tabla 10. Cadena de amarre.

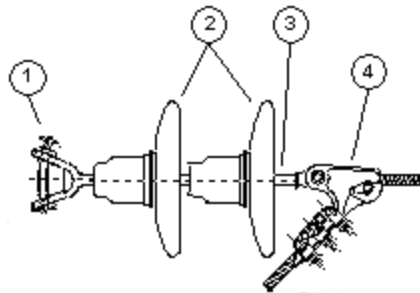


Figura 6. Cadena de amarre

1.2.11.3 CADENAS DE SUSPENSIÓN DEL CABLE DE TIERRA

Los elementos que forman la cadena de suspensión se describen en la tabla 11 y se pueden apreciar en la figura 7.

MARCA	NÚMERO	DENOMINACIÓN
1	1	Grillete recto
2b	1	Eslabón plano
3	1	Grapa de suspensión armada
4	1	Grapa de conexión paralela
5	1	Conector de puesta a tierra

Tabla 11. Cadena de suspensión del cable de tierra

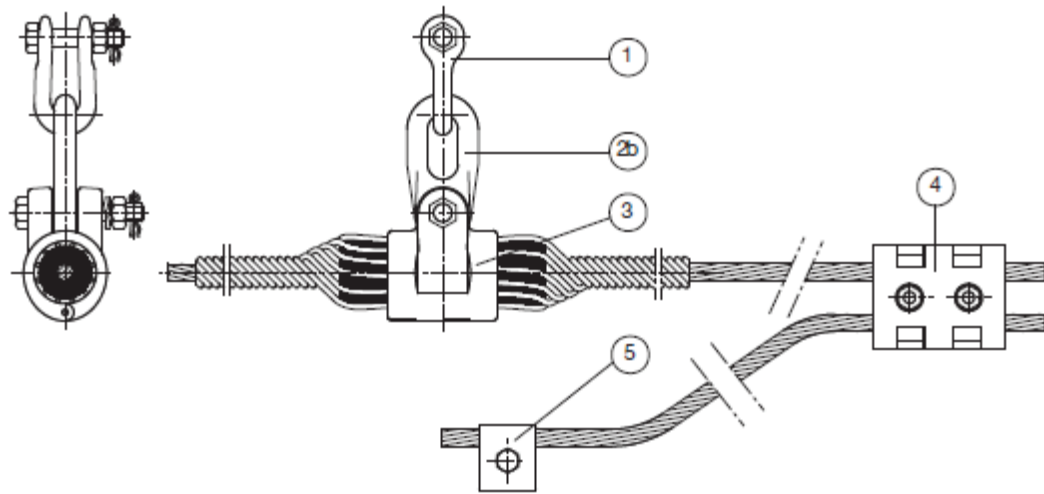


Figura 7. Cadena de suspensión del cable de tierra

1.2.11.4 CADENAS DE AMARRE DEL CABLE DE TIERRA

Los elementos que forman la cadena de amarre se describen en la tabla 12 y se pueden apreciar en la figura 8.

MARCA	NÚMERO	DENOMINACIÓN
1	1	Grillete recto
2	1	Tirante
3	1	Guardacabos
4	1	Retenciones helicoidales preformadas
5	1	Conector de puesta a tierra

Tabla 12. Cadena de amarre del cable de tierra

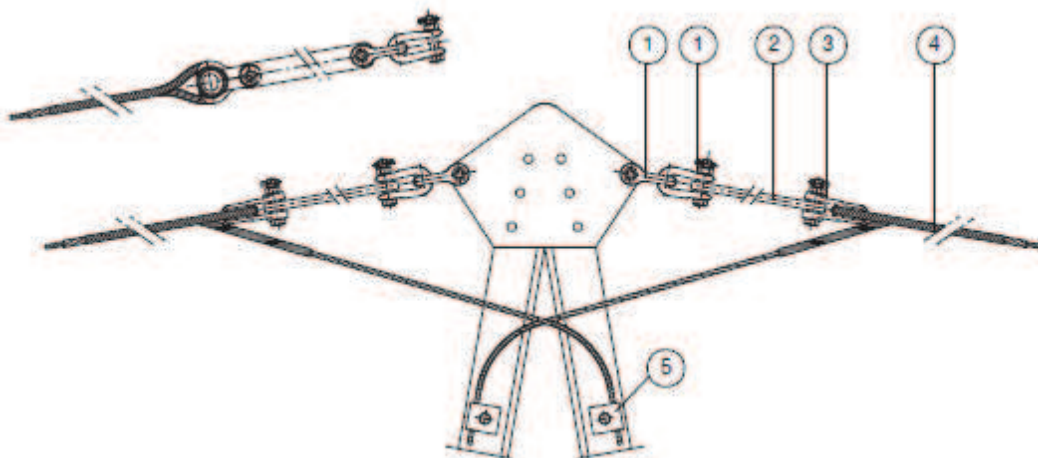


Figura 8. Cadena de amarre del cable de tierra.

1.2.12 EMPALMES, CONEXIONES Y RETENCIONES

En todo lo referente a empalmes, conexiones y retenciones se tendrá que cumplir lo indicado en el artículo 2.1.6 de la ITC-LAT-07.

Se denomina "empalme" a la unión de conductores que asegura su continuidad eléctrica y mecánica. Se denomina "conexión" a la unión de conductores que asegura la continuidad eléctrica de los mismos, con una resistencia mecánica reducida. Se denomina "retención" a una pieza de conexión que garantice una unión eficaz.

Los empalmes de los conductores se realizarán mediante piezas adecuadas a la naturaleza, composición y sección de los conductores. Lo mismo el empalme que la conexión no deben aumentar la resistencia eléctrica del conductor. Los empalmes deberán soportar sin rotura ni deslizamiento del cable el 95% de la carga de rotura del cable empalmado.

La conexión de conductores, tal y como ha sido definida en el presente apartado, sólo podrá ser realizada en conductores sin tensión mecánica o en las uniones de conductores realizadas en el puente de conexión de las cadenas de amarre, pero en este caso deberá tener una resistencia al deslizamiento de al menos el 20% de la carga de rotura del conductor.

Queda prohibida la ejecución de empalmes en conductores por la soldadura de los mismos.

Con carácter general los empalmes no se realizarán en los vanos sino en los puentes flojos entre las cadenas de amarre. En cualquier caso, se prohíbe colocar en la instalación de una línea más de un empalme por vano y conductor. Solamente en la explotación, en concepto de reparación de una avería, podrá consentirse la colocación de dos empalmes.

Cuando se trate de la unión de conductores de distinta sección o naturaleza, es preciso que dicha unión se efectúe en el puente de conexión de las cadenas de amarre. Las piezas de empalme y conexión serán de diseño y naturaleza tal que eviten los efectos electrolíticos, si éstos fueran de temer, y deberán tomarse las precauciones necesarias para que las superficies en contacto no sufran oxidación.

1.2.13 VIBRACIONES

Para disminuir los esfuerzos debidos a vibraciones a los que se somete el cable de tierra OPGW-14, se utilizarán amortiguadores del tipo Stockbridge.

El amortiguador Stockbridge es un aparato que comprende un cable portador con un peso en cada extremo y una grapa atornillada que puede fijarse a un conductor o cable de tierra con la intención de amortiguar la vibración eólica.

En el presente proyecto se empleará el amortiguador AMG-050920, de la casa Saprem, cuyo esquema se puede apreciar en la figura 9, detallado en la tabla 13. Los amortiguadores Stockbridge de la casa Saprem son asimétricos de cuatro resonancias de diseño y desarrollo propios.

REF.	RANGO DE GRAPA (mm)	A (mm)	TORNILLO	PAR DE APRIETE (Kg·m)	PESO		
					C1	C2	TOTAL
AMG-050920	13-20	5	M-10	4	0,5	0,5	1,85

Tabla 13. Características del amortiguador

Donde C1 y C2 son los contrapesos 1 y 2 respectivamente.

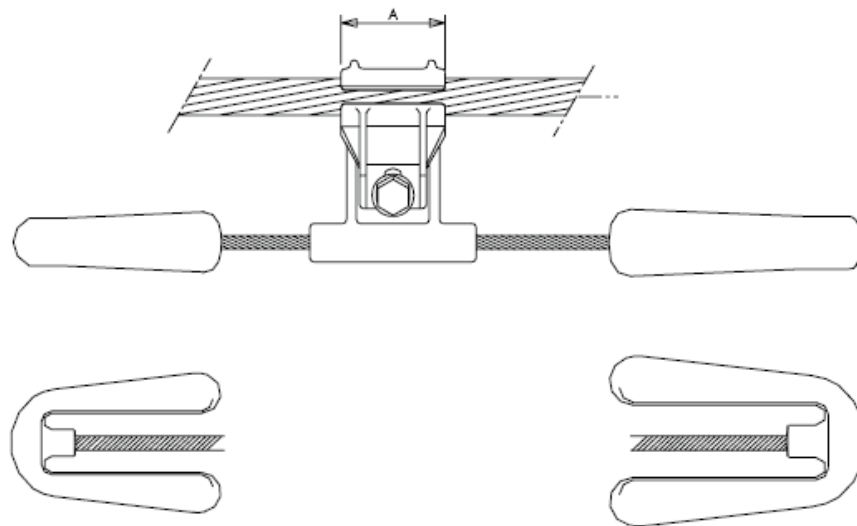


Figura 9. Amortiguador Stockbridge.

1.2.14 CIMENTACIONES

Las cimentaciones de todos los apoyos están compuestas por un macizo monobloque de hormigón.

En el catálogo de Apoyos Normalizados de Eucomsa se indican las dimensiones y volúmenes teóricos mínimos para suelos de 8, 12 y 16 Kg/cm³ de coeficiente de compresibilidad.

En esta tabla, las cimentaciones han sido calculadas según el método de Sulzberg, para un ángulo máximo de giro cuya tangente no sea superior a 0,01 según se establece en el Reglamento de Líneas aéreas de Alta Tensión.

Los volúmenes (V) indicados, corresponden a la zona embebida en el terreno.

En el caso del presente proyecto, a falta de un estudio geotécnico se escogerá la cimentación para un suelo de 8 Kg/cm³, ya que al ser la de menor coeficiente de compresibilidad, es la hipótesis más desfavorable.

Los datos de la cimentación se adjuntan en la tabla 14. Las magnitudes están descritas en la figura 10.



Figura 10. Cimentación.

APOYO	DIM (m)	M60
M60-S41T2-30,5	a	2,15
	h	3,05
	V	14,10
	r	0,60

Tabla 14. Magnitudes de cimentación.

1.2.15 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra se ha calculado según lo indicado en el artículo 7 de la ITC-LAT-07 y siguiendo la normativa de la empresa Iberdrola.

En dicho artículo se establece que en los apoyos de las zonas frecuentadas la resistencia de difusión máxima de puesta a tierra no superará los 20 Ω . En las zonas de pública concurrencia es obligatorio el empleo de electrodos de difusión en anillo enterrado.

Iberdrola, en su proyecto tipo de Líneas Aéreas de 132 kV en circuito simple, adopta los siguientes criterios en la realización de las puestas a tierra:

- Material de los electrodos: Picas bimetálicas de acero-cobre y cable de cobre de 50 mm² de sección.
- Tipos de electrodos:
 - Pica hincada en el fondo de la excavación y conectada al apoyo con cable de cobre de 0,70 m de profundidad.
 - Anillo cuadrado cerrado de cable de cobre conectado al apoyo, enterrado en zanja de 0,70 m de profundidad y 5 metros de lado.
- Zonas: En la presente línea los apoyos se encuentran en zonas frecuentadas.
- Toma de tierra: Se compone de la puesta a tierra que se realiza a la vez que la cimentación y de la mejora de tierra que se realiza con posterioridad a la toma de lectura de la resistencia de la puesta a tierra.

Aplicando este sistema y suponiendo una resistividad del terreno de 150 $\Omega \cdot m$, la resistencia de puesta a tierra de cada uno de los apoyos es de 10,79 Ω mientras que la resistencia de difusión es de 1,079 Ω .

Al estar todos los apoyos unidos por el cable de tierra, en caso de defecto, la intensidad se derivará por todos ellos.

1.2.16 CHAPAS ANTIESCALO

Al estar los apoyos situados en zonas frecuentadas, y con el objeto de evitar posibles perjuicios o lesiones a las personas, se instalarán chapas antiescalo de 2 m de altura, dejando 5 cm libres entre la cimentación y las chapas con el objetivo de evitar una posible acumulación de agua. Esto se puede apreciar en la figura 11.

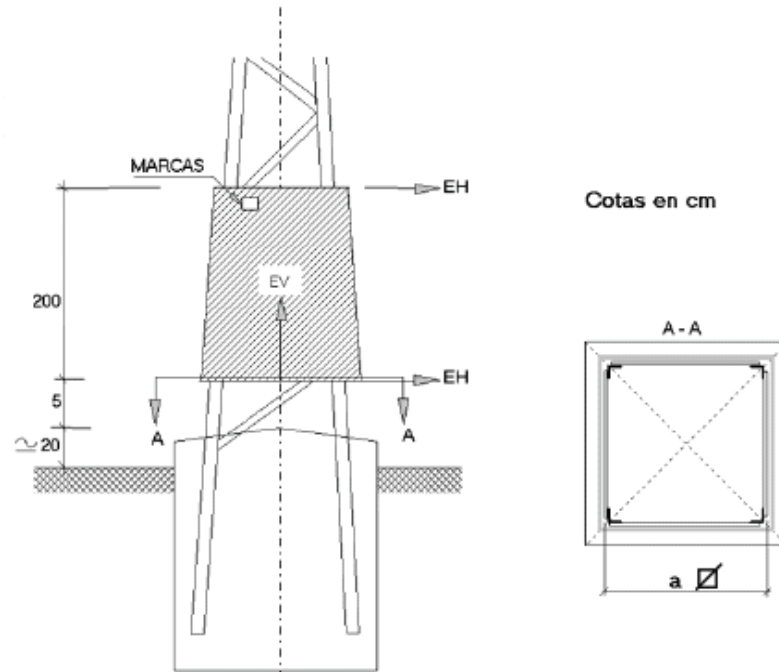
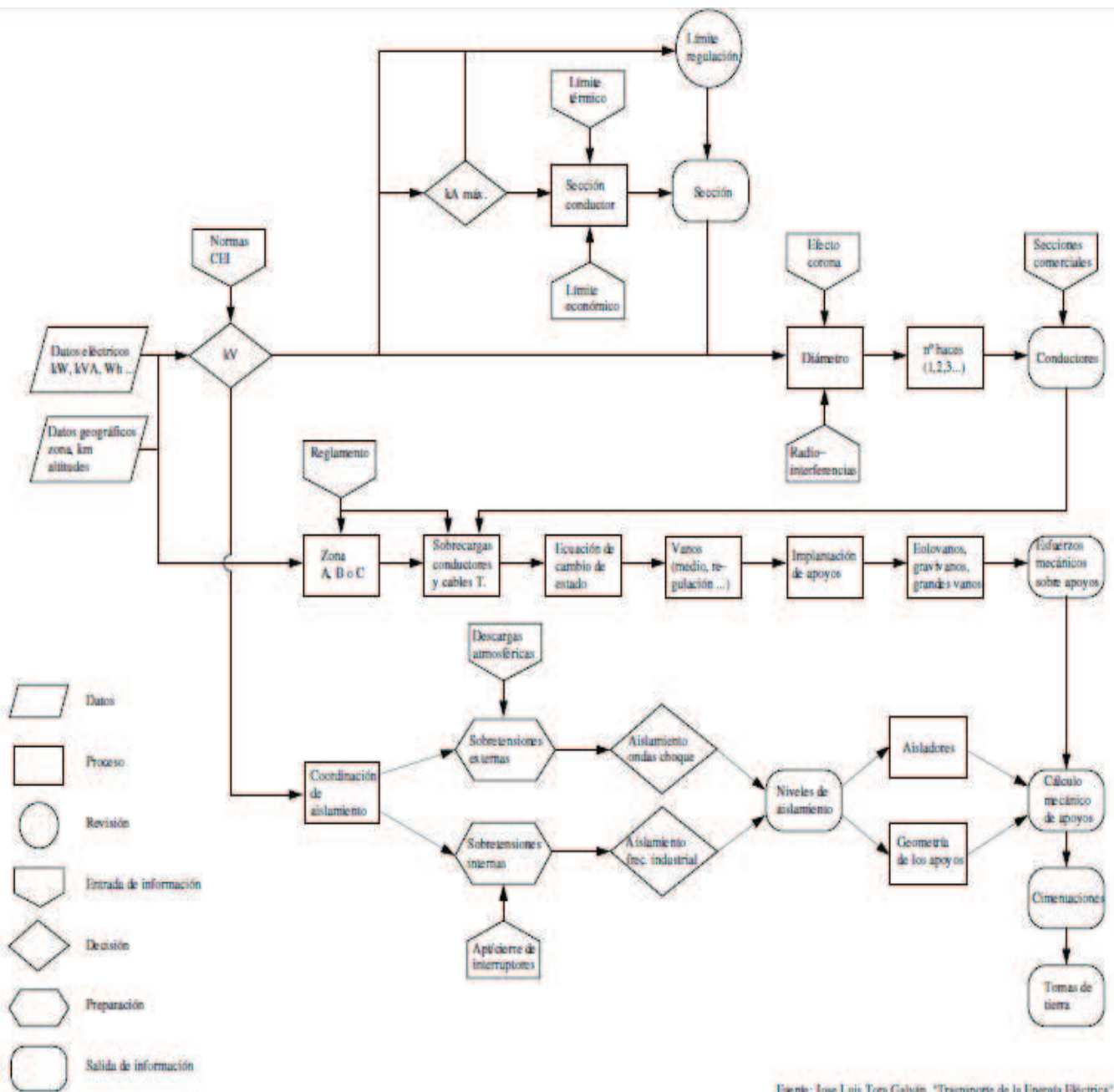


Figura 11. Chapas antiescalo.

1.3 DIAGRAMA SECUENCIAL DE UN PROYECTO DE UNA LÍNEA DE ALTA TENSIÓN

El esquema de los pasos a seguir en la elaboración de un proyecto de diseño de una línea de alta tensión se puede observar en la figura 12.



Fuente: Jose Luis Toral Galván, "Transporte de la Energía Eléctrica".

Figura 12. Diseño de una línea de AT.

DOCUMENTO 2: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

2.1 GENERALIDADES

2.1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA

Las características generales de la línea se detallan en la tabla 15.

Categoría de la línea	Primera
Corriente	Alterna trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	132 kV
Tensión más elevada	145 kV
Número de circuitos	1
Factor de potencia	0,9
Máxima caída de tensión admisible	5% (6600 V)
Distancia total de la línea	2,01 km
Potencia aparente	50 MVA

Tabla 15. Características de la línea.

2.1.2 CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

Se utilizará el conductor normalizado de aluminio reforzado de acero denominado LA-280 (UNE 21018), cuyas características técnicas están indicadas en la tabla 16.

CONDUCTOR	LA-280 (HAWK)
Sección de aluminio (mm ²)	241,7
Sección de acero (mm ²)	39,4
Sección total (mm ²)	281,1
Área equivalente de cobre (mm ²)	152
Composición	26x3,44 + 7x2,68
Diámetro del alma (mm)	8,04
Diámetro total (mm)	21,80
Carga nominal de rotura (daN)	8,452
Módulo de elasticidad (daN/mm ²)	7546
Coeficiente de dilatación lineal (°C)	18,9·10 ⁻⁶
Peso estándar (kg/km)	976,1
Resistencia máxima dc a 20 °C (Ω/km)	0,1194

Tabla 16. Características del conductor.

2.1.3 CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE TIERRA

CONDUCTOR	OPGW-14
Sección de aluminio (mm ²)	37,7
Sección de acero recubierto de Al (mm ²)	64,5
Sección total (mm ²)	102,2
Composición	1X9,30 + 15X2,34
Diámetro del alma (mm)	9,30
Diámetro total (mm)	14
Carga nominal de rotura (daN)	8000
Módulo de elasticidad (daN/mm ²)	10700
Coefficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	14,9·10 ⁻⁶
Masa aproximada (Kg/m)	0,571
Resistencia eléctrica a 20°C (Ω/km)	0,1131
Densidad de corriente (A/mm ²)	2,2067

Tabla 17. Características del cable de tierra.

2.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

2.2.1 DENSIDAD DE CORRIENTE E INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE

La densidad de corriente máxima admisible en régimen permanente, de acuerdo al artículo 4.2.1 de la ITC-LAT- 07 para una línea de corriente alterna y 50 Hz de frecuencia para conductores de Aluminio, se obtiene de la tabla 11 de dicha Instrucción.

Para cables de aluminio-acero, como en el caso del presente proyecto, se tomará el valor de la tabla de la densidad de corriente correspondiente a su sección total como si fuera de aluminio y su valor se multiplicará por un coeficiente de reducción que para el cable a utilizar, de composición 26+7, será de 0,937.

Al emplear una sección de cable que no se encuentra en dicha tabla, para obtener el valor de la densidad de corriente se interpolará entre dos valores externos de la tabla lo más ajustados posible, que contengan la sección.

SECCIÓN (mm ²)	DENSIDAD DE CORRIENTE (A/mm ²) ALUMINIO
250	2,30
300	2,15

Tabla 18. Densidad de corriente.

Por lo tanto, se interpola para la sección de cable empleada ($281,1 \text{ mm}^2$) y se obtiene:

$$\frac{2,3 - 2,15}{300 - 250} = \frac{\sigma - 2,15}{281,1 - 250}$$

$$\sigma = 2,243 \text{ A/mm}^2$$

A ese valor obtenido se le aplica el factor de corrección, ya que es un cable de Aluminio-Acero, y se obtiene su valor mediante la siguiente expresión:

$$\sigma_c = \sigma \cdot f_c$$

$$\sigma_c = 2,243 \cdot 0,937 = 2,102 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2}$$

Se obtiene la intensidad máxima admisible por el conductor mediante la expresión:

$$I_{\text{máx}} = \sigma_{\text{máx}} \cdot S$$

Al sustituir por los valores anteriores se obtiene:

$$I_{\text{máx}} = 2,102 \cdot 281,1 = 590,864 \text{ A}$$

El valor obtenido es mayor que la corriente nominal, por lo tanto el conductor es válido por densidad de corriente.

2.2.2 RESISTENCIA ELÉCTRICA

La resistencia eléctrica total de una línea se calcula mediante la siguiente expresión:

$$R_T = R_{km} \cdot L_T$$

Conociendo que:

R_T es la resistencia total de la línea (Ω).

R_{km} es la resistencia por kilómetro de conductor (Ω/km).

L_T = Longitud total de la línea (km).

Se conoce que a 20°C , la resistencia del conductor es de $0,1194 \Omega$ y que la longitud total de la línea es de $2,01 \text{ km}$, con lo que se obtiene:

$$R_T = 0,1194 \cdot 2,01 = 0,2400 \, \Omega$$

2.2.3 INDUCTANCIA

Debido a la variación de la corriente producida en el circuito, se produce una variación del flujo magnético que abarca al circuito y, por lo tanto una fuerza electromotriz en el mismo.

La inductancia por fase y por unidad de longitud obedece a la siguiente expresión:

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{eq}}{D_{sg}}$$

Sabiendo que:

μ_0 es la permeabilidad magnética del vacío: $4\pi \cdot 10^{-7} \, \text{NA}^{-1}$.

D_{eq} es la distancia media geométrica en mm.

D_{sg} es el radio medio geométrico en mm.

Por lo tanto, para poder calcular la inductancia es necesario calcular previamente la distancia media geométrica y el radio medio geométrico.

CÁLCULO DE LA DISTANCIA MEDIA GEOMÉTRICA (D_{eq})

Es una media geométrica de las distancias entre fases, que se pueden observar en la figura 13. Se calcula mediante la siguiente expresión:

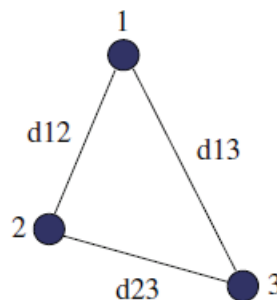


Figura 13. Distancia entre fases.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}}$$

Para conocer las distancias entre las fases es necesario conocer la configuración de la cruceta, que se muestra en la figura 14.

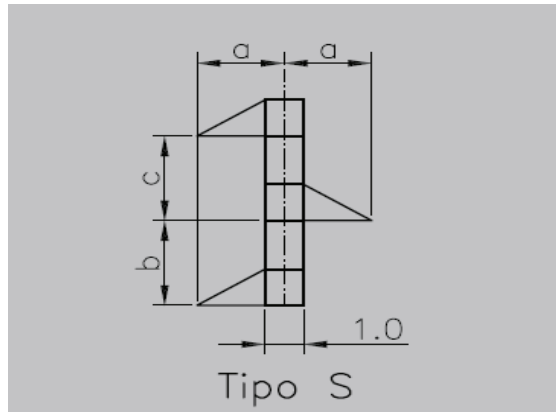


Figura 14. Configuración de la cruceta.

Se conocen los siguientes valores:

- $a = 2700 \text{ mm}$
- $b = 2020 \text{ mm}$
- $c = 2020 \text{ mm}$

Con lo que se calculan las distancias d_{12} , d_{13} , d_{23} :

$$d_{12} = (c^2 + (2a)^2)^{1/2} = (2020^2 + (2 \cdot 2700)^2)^{1/2} = 5765,449 \text{ mm}$$

$$d_{13} = c + b = 2020 + 2020 = 4040 \text{ mm}$$

$$d_{23} = (b^2 + (2a)^2)^{1/2} = (2020^2 + (2 \cdot 2700)^2)^{1/2} = 5765,449 \text{ mm}$$

Por lo tanto:

$$Deq = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}} = \sqrt[3]{5765,449 \cdot 4040 \cdot 5765,449} = 5120,934 \text{ mm}$$

CÁLCULO DEL RADIO MEDIO GEOMÉTRICO (D_{sg})

El radio medio geométrico es la media geométrica entre el radio efectivo de un conductor y sus distancias con los demás conductores de la misma fase.

Al tratarse de una configuración simplex, se aplica la siguiente fórmula para calcular su valor:

$$D_{sg} = r'$$

Dónde r' es el radio efectivo, que es siempre inferior al radio del conductor, y se usa debido al reparto desigual del campo magnético en el interior del conductor. El radio efectivo se calcula mediante la siguiente expresión:

$$r' = r \cdot e^{-\frac{1}{4}}$$

Siendo r el radio del conductor:

$$r = 10,9 \text{ mm}$$

$$r' = r \cdot e^{-\frac{1}{4}} = 10,9 \cdot e^{-\frac{1}{4}} = 8,49 \text{ mm} = D_{sg}$$

Una vez se conocen el radio medio geométrico y la distancia media geométrica calculamos la inductancia:

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{D_{eq}}{D_{sg}} = \frac{4\pi \cdot 10^{-7}}{2\pi} \ln \frac{5120,934}{8,489} = 1,280 \cdot 10^{-6} \frac{H}{m} = 1,280 \cdot 10^{-3} \frac{H}{km}$$

2.2.4 REACTANCIA

La fuerza electromotriz de autoinducción provoca una reactancia, que se calcula mediante la siguiente expresión:

$$X_{km} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L$$

Donde:

X_{km} es la reactancia por kilómetro (Ω/km).

L es inductancia kilométrica (H/km).

f es la frecuencia de la red ($f= 50 \text{ Hz}$).

Con lo que se calcula:

$$X_{km} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 1,280 \cdot 10^{-3} = 0,402 \frac{\Omega}{km}$$

Conocida la reactancia por kilómetro se puede calcular la reactancia total X_T :

$$X_T = X_{km} \cdot L = 0,402 \cdot 2,01 = 0,808 \Omega$$

2.2.5 CAPACIDAD

Los conductores de una línea eléctrica son, desde el punto de vista eléctrico, equivalentes a las armaduras de un condensador. Cuando están a potenciales distintos, adquieren una carga eléctrica dependiente de la diferencia de potencial.

Este fenómeno también aparece entre los conductores y tierra.

La capacidad de cada fase al neutro por unidad de longitud se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sg}}}$$

En la que:

ϵ es la permitividad ($8,85 \cdot 10^{-12}$ F/m).

$$C = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sg}}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 8,85 \cdot 10^{-12}}{\ln \frac{5120,934}{8,489}} = 8,69 \cdot 10^{-12} \frac{F}{m} = 8,69 \cdot 10^{-9} \frac{F}{km}$$

En el cálculo de la capacidad se ha despreciado el efecto del suelo sobre la misma.

2.2.6 IMPEDANCIA

La impedancia kilométrica de la línea viene determinada por la expresión:

$$Z_{km} = R_{km} + jX_{km}$$

Con los datos anteriormente calculados:

$$Z_{km} = 0,1194 + j0,402 \frac{\Omega}{km} = 0,419 \angle 73,458^\circ \frac{\Omega}{km}$$

Por lo tanto la impedancia total de la línea resulta:

$$Z_T = Z_{km} \cdot L = (R_{km} + jX_{km}) \cdot L = 0,2400 + j0,808 = 0,843 \angle 73,458^\circ \Omega$$

2.2.7 CONDUCTANCIA

La conductancia es el valor inverso de la resistencia del aislamiento. Si el aislamiento fuera perfecto, no existiría corriente alguna entre los conductores y el apoyo, pero se sabe que esto no sucede así. La intensidad de corriente de fase está en fase con la tensión, y dará lugar a una pérdida de potencia.

La pérdida de potencia debida a la conductancia de las cadenas depende de la formación de estas, que a su vez será función de la tensión de línea, la contaminación y el estado del tiempo.

La pérdida de potencia por aislador, según el valor promedio obtenido del libro "Líneas de transporte y energía" (Luis María Checa), varía de 1-3 W en tiempo seco y de 5-10 W en tiempo húmedo. Por lo tanto se tomará el caso más desfavorable ya que se puede dar con facilidad tiempo húmedo.

Empleando la siguiente ecuación, obtenida del propio libro, se obtienen las pérdidas totales en las cadenas de aisladores.

$$p = 3 \cdot N \cdot A \cdot P_{\text{aislador}}$$

Donde:

N es el número de cadenas de aisladores por fase. En cada apoyo hay 2 cadenas por fase, menos en el de principio y fin de línea, que hay sólo una. Por lo tanto N = 18 cadenas.

A es el número de aisladores por cadena, que es 10.

P_{aislador} son las pérdidas por aislador en la hipótesis más desfavorable.

Por lo tanto se obtiene:

$$p = 3 \cdot 18 \cdot 10 \cdot 20 = 10800 \text{ W}$$

Con este dato, aplicando la siguiente ecuación, se obtiene la conductancia.

$$G = \frac{p}{\left(\frac{U}{\sqrt{3}}\right)^2} = \frac{10800}{\left(\frac{132000}{\sqrt{3}}\right)^2} = 1,86 \cdot 10^{-6} \text{ S}$$

2.2.8 EFECTO CORONA

El efecto corona aparece cuando hay un gradiente de tensión elevado. Este está relacionado con campos eléctricos debidos a altas densidades de carga capaces de ionizar el aire que rodea a los conductores de fase de la línea.

Este fenómeno no tiene relación directa con la resistencia de la línea, pero si afecta a su rendimiento, ya que su aparición conlleva pérdidas.

Las pérdidas se producen cuándo la tensión crítica disruptiva es superior a la tensión de la línea.

La tensión crítica disruptiva es la tensión a la que el campo en la superficie del conductor excede la rigidez dieléctrica del aire y comienza el efecto corona. También existe la tensión crítica visual, superior a la tensión crítica disruptiva, que es la tensión a partir de la cual el efecto corona se hace visible.

Para calcular la tensión crítica disruptiva se utilizará la fórmula de Peek, que tiene la siguiente expresión:

$$U_d = \sqrt{3} \cdot m_d \cdot m_t \cdot \delta \cdot \epsilon_{ra} \cdot \frac{r}{\beta} \cdot \ln \frac{D}{r}$$

Donde:

U_d es la tensión crítica disruptiva (kV).

m_d es el coeficiente de rugosidad del conductor.

1 para hilos de superficie lisa.

0,93 a 0,98 para hilos oxidados o rugosos.

0,83 a 0,87 para conductores formados por hilos.

Se utilizará el coeficiente más desfavorable (0,83).

m_t es el coeficiente meteorológico.

1 para tiempo seco.

0,8 para tiempo húmedo.

δ es el factor de corrección de la densidad del aire, que emplea la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + \theta}$$

En la que:

h es la presión barométrica en cm de mercurio.

θ es la temperatura del aire en grados centígrados.

La presión barométrica puede calcularse como:

$$h = 76 \cdot 10^{\frac{-y}{18,4}}$$

Siendo:

y es la altura sobre el nivel del mar en kilómetros. Se toma la altura media del municipio por el que transcurre la línea, que es de 0,718 km.

Con lo que se obtiene:

$$h = 76 \cdot 10^{\frac{-0,718}{18,4}} = 69,469 \text{ cm de Hg}$$

La temperatura del aire puede estimarse como:

$$\theta = 25 - 5y = 25 - 5 \cdot 0,718 = 21,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Por lo tanto, ya se puede calcular el factor de corrección de la densidad del aire:

$$\delta = \frac{3,921 \cdot h}{273 + \theta} = \frac{3,921 \cdot 69,469}{273 + 21,4} = 0,925$$

$\epsilon_{ra} = 21,1 \text{ kV/cm}$, que corresponde con la rigidez dieléctrica del aire.

r es el radio del conductor, en cm.

D es la distancia media geométrica entre fases en cm.

β es el factor que recoge el efecto de la disposición de los conductores en haces, siendo 1 para un solo conductor.

Una vez que se tienen todos los datos, se puede calcular la tensión crítica disruptiva, de la que se obtendrán dos valores:

Para tiempo seco:

$$U_d = \sqrt{3} \cdot m_d \cdot m_t \cdot \delta \cdot \epsilon_{ra} \cdot \frac{r}{\beta} \cdot \ln \frac{D}{r}$$

$$U_d = \sqrt{3} \cdot 0,83 \cdot 1 \cdot 0,925 \cdot 21,1 \cdot \frac{1,09}{1} \cdot \ln \frac{512,0934}{1,09} = 188,161 \text{ kV}$$

Para tiempo húmedo:

$$U_d = \sqrt{3} \cdot 0,83 \cdot 0,8 \cdot 0,925 \cdot 21,1 \cdot \frac{1,09}{1} \cdot \ln \frac{512,0934}{1,09} = 150,529 \text{ kV}$$

2.2.9 CAÍDA DE TENSIÓN

La caída de tensión es uno de los factores limitantes para la transferencia de potencia en la línea. En régimen permanente, esta caída no puede representar más del 5% para garantizar una buena calidad de servicio. La caída de tensión de una línea se determina con la siguiente expresión:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R_{km} \cos \varphi + X_{km} \sin \varphi)$$

Donde:

ΔU es la caída de tensión en V.

I es la intensidad de la línea en A.

L es la longitud de la línea en km.

R_{km} es la resistencia por fase y por kilómetro en Ω/km .

φ es el ángulo de desfase de la línea en grados, que es $25,842^\circ$.

X_{km} es la reactancia por fase y por kilómetro en Ω/km .

Conociendo:

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N}$$

En la que:

S_N : Potencia aparente nominal, que es $50 \cdot 10^6 \text{ VA}$.

U_N : Tensión nominal, que es $132 \cdot 10^3 \text{ V}$.

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{50 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 132 \cdot 10^3} = 218,693 \text{ A}$$

Por lo tanto la caída de tensión en la línea será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 218,693 \cdot 2,01 \cdot (0,1194 \cdot 0,9 + 0,402 \cdot 0,436) = 215,616 \text{ V}$$

Con lo que la caída porcentual de la línea será:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100 = \frac{215,616}{132000} \cdot 100 = 0,163 \%$$

Se obtiene un valor inferior al 5% de caída de tensión que se indica en el R.L.A.T.

2.2.10 CAPACIDAD DE TRANSPORTE

La potencia máxima que puede transportar la línea en régimen permanente está restringida debido a los siguientes aspectos:

- Densidad de corriente máxima.
- Caída de tensión máxima admisible.
- Límite térmico.

2.2.10.1 MÁXIMA POTENCIA A TRANSPORTAR LIMITADA POR LA DENSIDAD DE CORRIENTE MÁXIMA ADMISIBLE

Conociendo la máxima densidad de corriente que puede circular por el conductor, se puede calcular la corriente máxima que puede transportar la línea y a su vez la máxima potencia que se puede transportar:

$$P_{m\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot \cos \varphi$$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$ es la potencia máxima que puede transportar la línea, en kW.

$I_{m\acute{a}x}$ es la intensidad máxima admisible, $I_{m\acute{a}x}=590,864 \text{ A}$.

U es la tensión nominal, U=132kV.

$\cos\varphi$ es el factor de potencia de la red, $\cos\varphi = 0,9$.

Con lo que se obtiene:

$$P_{m\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot \cos\varphi \cdot 10^{-3} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 590,864 \cdot 0,9 = 121.581,688 \text{ kW}$$

2.2.10.2 MÁXIMA POTENCIA A TRANSPORTAR LIMITADA POR LA CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA ADMISIBLE

Se calculará la máxima potencia a transportar limitada por la caída de tensión máxima admisible mediante la siguiente expresión:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{10 \cdot U^2}{(R_{km} + X_{km} \cdot \tan\varphi) \cdot L} \cdot \Delta U_{m\acute{a}x}(\%)$$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$ es la potencia máxima que puede transportar la línea, en kW.

U es la tensión nominal en kV.

R_{km} es la resistencia por kilómetro de línea en Ω/km .

X_{km} es la reactancia por fase y por kilómetro en Ω/km .

φ es el desfase en grados. $\varphi = 25,842^\circ$.

L es la longitud de la línea en km.

$\Delta U_{m\acute{a}x}(\%)$ es la caída máxima de tensión admisible en %. $\Delta U_{m\acute{a}x}(\%) = 5\%$.

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{10 \cdot 132^2}{(0,1194 + 0,402 \cdot \tan 25,842) \cdot 2,01} \cdot 5 = 1.379.928,370 \text{ kW}$$

2.2.10.3 MÁXIMA POTENCIA A TRANSPORTAR POR LÍMITE TÉRMICO

Para evitar un excesivo calentamiento de los conductores, se calculará la máxima potencia a transportar por la línea por límite térmico. Para ello se utilizará la expresión de balance térmico en una línea:

$$R'_{ca,Tmax} \cdot I^2_{max} = Q_r + Q_c - Q_s$$

Donde:

$R'_{ca,Tmax}$ es la resistencia en alterna a la temperatura máxima.

Q_r es el calor evacuado por radiación en W/m.

Q_c es el calor evacuado por convección en W/m.

Q_s es el calor recibido por radiación solar en W/m.

CÁLCULO DEL CALOR EVACUADO POR RADIACIÓN

El calor evacuado por radiación se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Q_r = \epsilon \cdot \sigma \cdot \pi \cdot D \cdot (T^4_{max} - T^4_a)$$

Donde:

$\epsilon = 0,5$, es el factor de emisividad infrarroja.

$\sigma = 5,66962 \cdot 10^{-8} \text{ W}/(\text{m}^2\text{K}^4)$ es la constante de Stefan-Boltzmann.

D es el diámetro del conductor en metros. $D = 0,0218 \text{ m}$.

T_{max} es la temperatura máxima del conductor en grados Kelvin. $T_{max} = 343^\circ\text{K}$.

T_a es la temperatura ambiente en grados Kelvin. $T_a = 293^\circ\text{K}$.

Por lo que se puede obtener:

$$Q_r = 0,5 \cdot 5,66961 \cdot 10^{-8} \cdot \pi \cdot 0,0218 \cdot (343^4 - 293^4) = 12,564 \frac{\text{W}}{\text{m}}$$

CALOR EVACUADO POR CONVECCIÓN

Se calcula con las siguientes expresiones:

$$Q_{c1} = [1,01 + 11,27 \cdot (d \cdot V)^{0,52}] \cdot 0,02723 \cdot (T_{max} - T_a)$$

$$Q_{c2} = 0,23714 \cdot (d \cdot V)^{0,6} \cdot (T_{max} - T_a)$$

$$Q_c = \max(Q_{c1}, Q_{c2})$$

Donde:

V es la velocidad media del viento en m/s. V = 5m/s.

d es el diámetro del conductor en mm. d = 21,8 mm.

T_{max} es la temperatura máxima del conductor en grados Kelvin. T_{max} = 343°K.

T_a es la temperatura ambiente en grados Kelvin. T_a = 293 °K.

Por lo que:

$$Q_{c1} = [1,01 + 11,27 \cdot (21,8 \cdot 5)^{0,52}] \cdot 0,02723 \cdot (343 - 293) = 177,331 \frac{W}{m}$$

$$Q_{c2} = 0,23714 \cdot (21,8 \cdot 5)^{0,6} \cdot (343 - 293) = 197,893 \frac{W}{m}$$

$$Q_c = \max(Q_{c1}, Q_{c2}) = Q_{c2} = 197,893 \frac{W}{m}$$

CALOR RECIBIDO POR RADIACIÓN SOLAR

El calor recibido por radiación solar se calcula mediante:

$$Q_s = \beta \cdot W_s \cdot D$$

Donde:

β = 0,5. Es el factor de absorción solar.

W_s = 310,845 W/m² es la radiación solar.

D es diámetro del conductor en metros.

$$Q_s = 0,5 \cdot 310,845 \cdot 0,0218 = 3,388 \frac{W}{m}$$

RESISTENCIA EN ALTERNA A TEMPERATURA MÁXIMA

La resistencia en alterna a temperatura máxima se calcula de la siguiente manera:

$$K_{pelicular} = \frac{R_{ca,20}}{R_{cc,20}}$$

$$R_{cc,Tmax} = \rho_{20} \cdot \frac{l}{S} \cdot [1 + \alpha(T_{max} - 20)] = R_{20} \cdot [1 + \alpha(T_{max} - 20)]$$

$$R_{ca,Tmax} = R_{cc,Tmax} \cdot K$$

Donde:

$R'_{ca,Tmax}$ es la resistencia en alterna a la temperatura máxima en Ω/m .

$K_{pelicular}$ es la constante debido al efecto pelicular de la corriente alterna.

ρ_{20} es la resistividad a 20°C.

R_{20} es la resistencia a 20°C del conductor en Ω/km .

α es el coeficiente de dilatación lineal. $\alpha = 18,9 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$.

$$K_{pelicular} = \frac{R_{ca,20}}{R_{cc,20}} = \frac{0,1204}{0,1194} = 1,008$$

$$R_{cc,Tmax} = 0,1194 \cdot [1 + 18,9 \cdot 10^{-6}(70 - 20)] = 0,1195 \frac{\Omega}{km} = 1,195 \cdot 10^{-4} \frac{\Omega}{m}$$

$$R'_{ca,Tmax} = 1,195 \cdot 10^{-4} \cdot 1,008 = 1,205 \cdot 10^{-4} \frac{\Omega}{m}$$

Por lo tanto, una vez calculados todos los elementos necesarios, se puede calcular la intensidad máxima que puede circular por el conductor por límite térmico aplicando la ecuación anteriormente mencionada:

$$I_{max} = \sqrt{\frac{Q_r + Q_c - Q_s}{R'_{ca,Tmax}}}$$

Donde:

$$R'_{ca,Tmax} = 1,205 \cdot 10^{-4} \Omega/m.$$

$$Q_r = 12,564 \text{ W/m.}$$

$$Q_c = 197,893 \text{ W/m.}$$

$$Q_s = 3,388 \text{ W/m.}$$

$$I_{max} = \sqrt{\frac{12,564 + 197,893 - 3,388}{1,205 \cdot 10^{-4}}} = 1.310,883 \text{ A}$$

Una vez se obtiene la corriente se puede calcular la máxima potencia a transportar por límite térmico (en kW) mediante la siguiente expresión:

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max} \cdot \cos \varphi$$

donde:

$$U = 132 \text{ kV.}$$

$$I_{max} = 1310,883 \text{ A.}$$

$$\cos \varphi = 0,9.$$

$$P_{max} = \sqrt{3} \cdot 132 \cdot 1310,883 \cdot 0,9 = 269.737,3 \text{ kW}$$

2.2.10.4 CONCLUSIÓN

Tras analizar los cálculos realizados de la potencia máxima a transportar, se llega a la conclusión que el criterio de densidad máxima admisible es el más restrictivo y por lo tanto el que limitará la capacidad de transporte de la línea, que se establecerá en el valor de 121.568,688 kW.

2.2.11 POTENCIA ACTIVA TRANSPORTADA

Al conocer que la potencia aparente que sale de la subestación es de 50 MVA y el factor de potencia es de 0,9, se puede calcular mediante la siguiente fórmula la potencia activa transportada:

$$P = S \cos \varphi = 50 \cdot 0,9 = 45 \text{ MW}$$

Se puede comprobar que la potencia activa transportada por la línea es inferior a la potencia activa máxima que se puede transportar por la línea.

2.2.12 PÉRDIDAS POR EFECTO JOULE

Las pérdidas por efecto Joule a lo largo de la línea se calculan mediante la siguiente expresión:

$$P_{Joule} = 3 \cdot R_{km} \cdot L \cdot I^2$$

Donde:

P_{Joule} son la pérdidas de potencia activa por efecto Joule en W.

R_{km} es la resistencia por fase y kilómetro en Ω/km . $R_{km} = 0,1194 \Omega/\text{km}$.

I es la intensidad de la línea. $I = 218,693 \text{ A}$.

Con lo que se obtiene:

$$P_{Joule} = 3 \cdot 0,1194 \cdot 2,01 \cdot 218,693^2 = 34.434,311 \text{ W}$$

Si se comparan con la potencia activa transportada se puede obtener el % de potencia de pérdidas por efecto Joule:

$$P_{Joule}(\%) = \frac{P_{Joule}}{P} \cdot 100 = \frac{34,434}{45000} \cdot 100 = 0,077 \%$$

2.2.13 RESUMEN DE LAS MAGNITUDES ELÉCTRICAS CALCULADAS

Se presentarán de forma resumida las constantes kilométricas y las características eléctricas de la línea, indicadas en las tablas 19 y 20.

CONSTANTES KILOMÉTRICAS:

CONSTANTE	VALOR
Resistencia eléctrica	0,1194 Ω /km
Inductancia	$1,280 \cdot 10^{-3}$ H/km
Reactancia	0,402 Ω /km
Capacidad	$8,69 \cdot 10^{-9}$ F/km
Impedancia	0,419 \angle 73,458 Ω /km

Tabla 19. Constantes kilométricas.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS:

CARACTERÍSTICAS	VALORES
Densidad de corriente máxima	2,102 A/mm ²
I_{\max} admisible (por densidad de corriente)	590,864 A
Resistencia eléctrica	0,2400
Reactancia	0,808
Tensión crítica disruptiva (seco)	188,161 kV
Tensión crítica disruptiva (húmedo)	150,529 kV
Impedancia	0,842 \angle 73,419 Ω
Caída de tensión (%)	215,616 V (0,163)
Potencia transportada	45 MW
P_{\max} (por densidad de corriente)	121,6 MW
P_{\max} (por caída de tensión)	1379,2 MW
P_{\max} (por límite térmico)	269,7 MW
Potencia de pérdidas	34,434 kW

Tabla 20. Características eléctricas.

2.3 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR Y DEL CABLE DE TIERRA

2.3.1 CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DEL CONDUCTOR Y DEL CABLE DE TIERRA

Las características mecánicas principales del conductor y del cable de tierra se muestran a continuación en las tablas 21 y 22.

CONDUCTOR DE FASE

Denominación	LA-280
Material	Aluminio reforzado con acero
Sección total (mm ²)	281,1
Sección de aluminio (mm ²)	241,7
Sección de acero (mm ²)	39,4
Composición (Al/Acero)	26x3,44+7x2,68
Diámetro aparente (mm)	21,8
Peso (Kg/km)	976,1
Carga de rotura (daN)	8.452
Módulo elástico (daN/mm ²)	7456
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	18,9·10 ⁻⁶

Tabla 21. Características mecánicas del conductor.

CABLE DE TIERRA/ COMUNICACIÓN

DENOMINACIÓN	OPGW-14
Material	Aluminio reforzado con acero
Sección total (mm ²)	102,2
Sección de aluminio (mm ²)	37,7
Sección de acero recubierto de Al (mm ²)	64,5
Composición (Al/Acero)	1X9,30 + 15X2,34
Diámetro aparente (mm)	14
Peso (Kg/km)	571
Carga de rotura (daN)	8000
Módulo elástico (daN/mm ²)	10700
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)	14,9·10 ⁻⁶

Tabla 22. Características mecánicas del cable de tierra

2.3.2 CARGAS Y SOBRECARGAS A CONSIDERAR

Según el artículo 3.1 de la ITC-LAT-07, las cargas y sobrecargas a considerar se distinguen según:

- Cargas permanentes.
- Sobrecarga debida a la acción del viento.
- Sobrecarga debida al hielo.

Además de esto se calcularán la carga total (sobrecarga debida a la acción del peso y viento), y la sobrecarga debida a la acción de viento y hielo.

2.3.2.1 CARGAS PERMANENTES

Se considerará la carga vertical debida al peso del propio conductor, que se calcula de la siguiente manera:

– **Conductor LA-280:**

$$P = 976,1 \frac{Kg}{km} = 0,9761 \frac{Kg}{m}$$

Para obtener el valor en daN/m se realiza la siguiente conversión de unidades:

$$P = 0,9761 \frac{Kg}{m} \cdot 0,98 \frac{daN}{kg} = 0,9567 \frac{daN}{m}$$

– **Cable de tierra OPGW-14:**

$$P = 0,571 \frac{Kg}{m} \cdot 0,98 \frac{daN}{Kg} = 0,560 \frac{daN}{m}$$

2.3.2.2 SOBRECARGA DEBIDA A LA ACCIÓN DEL VIENTO

Según el artículo 3.1.2.1 del Reglamento, la presión producida por el viento sobre el conductor o cable de tierra viene dada por la siguiente expresión:

$$P_v = k \cdot d$$

Donde:

P_v es la presión del viento en daN/m.

d es el diámetro del conductor en metros.

k en daN/m², se calcula mediante una de las siguientes expresiones:

$$k = 60 \cdot \left(\frac{V_v}{120} \right)^2 \quad \text{sí } d \leq 16 \text{ mm}$$

ó

$$k = 50 \cdot \left(\frac{V_v}{120} \right)^2 \quad \text{sí } d > 16 \text{ mm}$$

Donde:

V_v es la velocidad del viento en km/h y para líneas que no son de categoría especial se tomarán 120 km/h.

– **Conductor LA-280:**

Se calculará mediante la segunda expresión:

$$k = 50 \cdot \left(\frac{V_v}{120} \right)^2 = 50 \cdot \left(\frac{120}{120} \right)^2 = 50 \frac{daN}{m^2}$$

Con lo que se puede calcular la presión producida por el viento:

$$P_v = k \cdot d = 50 \cdot 0,0218 = 1,09 \frac{daN}{m} = 1,1122 \frac{Kg}{m}$$

– **Cable de tierra OPGW-14:**

Se calculará mediante la segunda expresión:

$$k = 60 \cdot \left(\frac{V_v}{120} \right)^2 = 60 \cdot \left(\frac{120}{120} \right)^2 = 60 \frac{daN}{m^2}$$

Con lo que se puede calcular la presión producida por el viento:

$$P_v = k \cdot d = 60 \cdot 0,014 = 0,840 \frac{daN}{m} = 0,857 \frac{Kg}{m}$$

Para calcular la carga total, deben componerse vectorialmente el peso y la fuerza del viento.

2.3.2.3 PESO APARENTE POR SOBRECARGA DE VIENTO

La carga total se obtiene mediante la suma vectorial del peso y la presión del viento. La composición se puede observar en la figura 15.

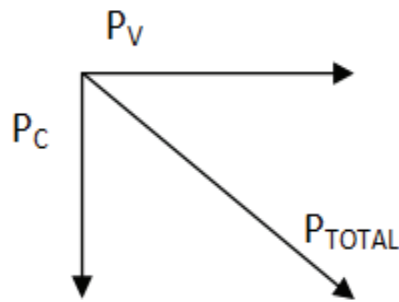


Figura 15. Sobrecarga de viento

- **Conductor LA-280:**

$$P_T = \sqrt{P_V^2 + P_C^2} = \sqrt{1,09^2 + 0,9567^2} = 1,455 \frac{daN}{m} = 1.485 \frac{Kg}{m}$$

- **Cable de tierra OPGW-14:**

$$P_T = \sqrt{P_V^2 + P_C^2} = \sqrt{0,840^2 + 0,560^2} = 1,019 \frac{daN}{m} = 1.040 \frac{Kg}{m}$$

2.3.2.4 SOBRECARGA DEBIDA AL HIELO

Las sobrecargas producidas por el hielo, se calculan según la zona en la que se encuentre la línea. Al estar la línea situada en la zona B, se obtiene (en daN/m) mediante la siguiente expresión:

$$P_H = 0,18 \cdot \sqrt{d}$$

Donde:

P_H es el peso del hielo en daN/m.

d es el diámetro del conductor o cable de tierra en milímetros.

Por lo que se obtiene:

- **Conductor LA-280:**

$$P_H = 0,18 \cdot \sqrt{21,8} = 0,8404 \frac{daN}{m} = 0,858 \frac{Kg}{m}$$

– **Cable de tierra OPGW-14:**

$$P_H = 0,18 \cdot \sqrt{14} = 0,673 \frac{daN}{m} = 0,687 \frac{Kg}{m}$$

2.3.2.5 PESO APARENTE POR SOBRECARGA DE HIELO

Para calcular la sobrecarga debida al peso y al hielo, basta con realizar la suma de ambos de la siguiente manera:

$$P_{C+H} = P_C + P_H$$

Donde:

P_{C+H} es la carga del peso más el hielo en Kg/m.

P_C es el peso del conductor en Kg/m.

P_H es la carga debida al peso del manguito de hielo en Kg/m.

– **Conductor LA-280:**

$$P_{C+H} = 0,9761 + 0,858 = 1,834 \frac{kg}{m}$$

– **Cable de tierra OPGW-14**

$$P_{C+H} = 0,571 + 0,673 = 1,258 \frac{Kg}{m}$$

2.3.2.6 PESO APARENTE POR SOBRECARGA DE VIENTO Y HIELO

En la sobrecarga producida por viento y hielo también se tiene que considerar el peso del propio conductor. Para ello se realiza una suma vectorial de la siguiente manera:

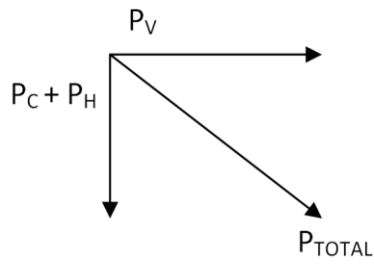


Figura 16. Sobrecarga de viento y hielo

Al formarse un manguito de hielo alrededor del conductor, el diámetro que se tiene en cuenta al calcular la hipótesis de viento cambia.

Por lo tanto lo primero que se calcula es la sección del manguito de hielo, que tiene un peso específico de 750 Kg/m^3 .

$$S_H = \frac{P_H}{pe}$$

Donde:

S_H es la sección del manguito de hielo.

P_H es la carga debida al peso del manguito de hielo en Kg/m .

Pe es el peso específico del hielo.

Si se sustituye en la ecuación se obtiene:

– **Conductor LA-280:**

$$S_H = \frac{0,858}{750} = 1,143 \cdot 10^{-3} \text{m}^2 = 1143 \text{ mm}^2$$

El diámetro del manguito de hielo, considerando que tiene forma de corona circular, es:

$$d_H = \sqrt{\frac{S_H}{\pi} + \left(\frac{d}{2}\right)^2} \cdot 2 = \sqrt{\frac{1143}{\pi} + \left(\frac{21,8}{2}\right)^2} \cdot 2 = 43,938 \text{ mm}$$

Con este valor se puede calcular el valor del peso del viento, si se considera una velocidad de viento de 60 km/h , mediante la siguiente expresión:

$$P_V = k \cdot d_H = 50 \cdot \left(\frac{V_V}{120}\right)^2 \cdot d_H = 50 \cdot \left(\frac{60}{120}\right)^2 \cdot 0,0439 = 0,549 \frac{daN}{m} = 0,560 \frac{Kg}{m}$$

– **Cable de tierra OPGW-14:**

$$S_H = \frac{0,687}{750} = 9,156 \cdot 10^{-3} m^2 = 915,65 mm^2$$

El diámetro del manguito de hielo, considerando que tiene forma de corona circular, es:

$$d_H = \sqrt{\frac{S_H}{\pi} + \left(\frac{d}{2}\right)^2} \cdot 2 = \sqrt{\frac{915,65}{\pi} + \left(\frac{14}{2}\right)^2} \cdot 2 = 36,90 mm$$

Con este valor se puede calcular el valor del peso del viento, si se considera una velocidad de viento de 60 km/h, mediante:

$$P_V = k \cdot d_H = 60 \cdot \left(\frac{V_V}{120}\right)^2 \cdot d_H = 60 \cdot \left(\frac{60}{120}\right)^2 \cdot 0,0369 = 0,554 \frac{daN}{m} = 0,565 \frac{Kg}{m}$$

Por lo tanto, para calcular la acción conjunta de hielo más viento utilizamos la siguiente expresión:

$$P_T = \sqrt{(P_C + P_H)^2 + (P_V)^2}$$

Donde:

P_T es la carga total en Kg/m.

P_C es el peso del conductor en Kg/m.

P_H es la carga debida al peso del manguito de hielo en Kg/m.

P_V es la carga debida a la acción del viento de 60 km/h en Kg/m.

– **Conductor LA-280:**

$$P_T = \sqrt{(0,9761 + 0,858)^2 + (0,560)^2} = 1,918 \frac{Kg}{m}$$

– **Cable de tierra OPGW-14:**

$$P_T = \sqrt{(0,571 + 0,687)^2 + (0,565)^2} = 1,379 \frac{Kg}{m}$$

2.3.2.7 TABLA RESUMEN DE PESOS APARENTES

HIPÓTESIS	LA-280	OPGW-14
PESO (Kg/m)	0,976	0,571
HIELO (Kg/m)	0,858	0,687
PESO + HIELO (Kg/m)	1,834	1,258
PESO + VIENTO (Kg/m)	1,485	1,040
PESO + HIELO + VIENTO	1,918	1,379

Tabla 23. Resumen de pesos aparentes.

2.3.3 ECUACIÓN DE CAMBIO DE CONDICIONES

Los conductores e hilos de tierra de las líneas eléctricas aéreas están sujetos a la influencia de:

- Variaciones de temperatura.
- La acción del viento.
- La formación de hielo.

Estas magnitudes son de origen climatológico y cada uno de estos factores afectan a la tensión mecánica, a la longitud del conductor y a la flecha. Es por ello que se hace necesario relacionar estas variables, y esto se realiza mediante la “ecuación de cambio de condiciones”, que tiene la siguiente expresión:

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

Siendo:

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

Donde:

E es el módulo de elasticidad en Kg/mm².

α es el coeficiente de dilatación lineal por grado de temperatura.

a es el vano en metros.

s es la sección en mm^2 .

t_1, t_2 son las tensiones en Kg/mm^2 .

θ_1, θ_2 son las temperaturas en $^{\circ}\text{C}$.

p_1, p_2 son los pesos aparentes en Kg/m .

Los subíndices 1 y 2 se refieren a cada una de las dos condiciones en las que se aplica la ecuación.

Esta ecuación relaciona dos estados de tensión, con sus respectivas temperaturas y sobrecargas cada uno, de manera que a partir de unas condiciones iniciales en las que se sabe el valor de t_1, p_1 y θ_1 se puede saber la tensión t_2 conociendo la temperatura θ_2 y sobrecarga p_2 de las condiciones que se quieren calcular.

La tensión en el punto de apoyo del conductor es distinta de la tensión en el punto más bajo del conductor. Para calcularla, se compondrá vectorialmente la tensión horizontal y el peso. Dado que la inclinación del conductor en el apoyo es relativamente pequeña se suele considerar constante a lo largo de todo el conductor.

2.3.4 CÁLCULOS MECÁNICOS A CONSIDERAR

Según el artículo 3.2 de la ITC-LAT-07 se realizarán para la zona B las siguientes cálculos mecánicos:

- Tracción máxima admisible.
- Comprobación de los fenómenos vibratorios.
- Flechas máximas de los conductores y cables de tierra.

2.3.5 TRACCIÓN MÁXIMA ADMISIBLE

El Reglamento establece que la tracción máxima admisible de los conductores y cables de tierra no resultará superior a su carga de rotura, dividida por un coeficiente como mínimo de 2,5 (en el presente estudio se utilizará un coeficiente de seguridad de valor igual a 3), considerándose sometidos a la hipótesis de sobrecarga que se presentan en la tabla 24.

ZONA B			
HIPÓTESIS	T (°C)	S. VIENTO	S. HIELO
1) Tracción máxima viento	-10	120 km/h	No se aplica
2) Tracción máxima hielo	-15	No se aplica	Calculada 2.3.2.4
3) Tracción máxima hielo + viento	-15	60 km/h	Calculada 2.3.2.4

Tabla 24. Condiciones de la hipótesis que limitan la tracción máxima

Al ser la hipótesis de tracción máxima de hielo más viento la más restrictiva, es la que se empleará para los siguientes cálculos.

La tracción máxima admisible se calcula mediante la siguiente expresión:

$$T_{\max adm} = \frac{Q_r}{cs}$$

Donde:

$T_{\max adm}$ es la tracción máxima admisible en Kg.

Q_r es la carga de rotura en Kg.

cs es el coeficiente de seguridad, que es igual a 3.

- **Conductor LA-280:**

$$T_{\max adm} = \frac{8624,49}{3} = 2874,83 \text{ Kg}$$

- **Cable de tierra OPGW-14:**

$$T_{\max adm} = \frac{8163,27}{3} = 2721,088 \text{ Kg}$$

TENSIÓN UNITARIA

La tensión unitaria máxima se calcula como el cociente entre la tracción máxima admisible y la sección del conductor.

- **Conductor LA-280:**

$$t_{\max adm} = \frac{T_{\max adm}}{S_{\text{conductor}}} = \frac{2874,83}{281,1} = 10,227 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

- **Cable de tierra OPGW-14:**

$$t_{max adm} = \frac{T_{maxadm}}{S_{conductor}} = \frac{2721,088}{102,2} = 26,625 \frac{Kg}{mm^2}$$

2.3.6 COMPROBACIÓN DE LOS FENÓMENOS VIBRATORIOS

A la hora de determinar las tracciones mecánicas de los conductores y cables de tierra, deberá tenerse en cuenta la incidencia de posibles fenómenos vibratorios que pueden, no sólo acortar la vida útil de los mismos, sino también dar lugar a desgaste y fallos en herrajes, aisladores y accesorios, e incluso en elementos de los apoyos. Estos fenómenos son producidos por la vibración eólica y en el caso de conductores en haz, además, la vibración del subvano (entre separadores).

La elección de una tracción adecuada a la temperatura ambiente y el uso de amortiguadores y separadores debidamente posicionados ayudan a prevenir estos fenómenos.

En general, se recomienda que la tracción a temperatura de 15 °C no supere el 22% de la carga de rotura, si se realiza el estudio de amortiguamiento y se instalan dichos dispositivos, o bien que no supere el 15% de la carga de rotura si no se instalan.

También se recomienda la instalación de grapas de suspensión con varillas de protección.

Una práctica habitual en el cálculo de líneas es la de considerar las siguientes hipótesis, ambas sin hielo ni viento:

- Tensión de Cada Día (TCD): la tensión a 15 °C no debe exceder el 20% de la carga de rotura.
- Tensión en Horas Frías (THF): la tensión a -5 °C no debe exceder el 22,5% de la carga de rotura.

2.3.6.1 TENSION DE CADA DÍA

Según lo dispuesto en el apartado anterior, la TCD a 15 °C no puede exceder el 20% de la carga de rotura. Para el cálculo se empleará la ecuación de cambio de condiciones, explicada en el apartado 2.3.3, que presenta la siguiente expresión:

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

Por lo tanto para calcularla se tendrá en cuenta:

- **Conductor LA-280:**

→ En la condición 1, la hipótesis más desfavorable, debida a una sobrecarga de hielo más viento.

$p_1 = 1,918 \text{ Kg/m}$, que corresponde al peso aparente del conductor en la hipótesis más desfavorable.

$t_1 = 10,227 \text{ kg/m}$, que corresponde a la tensión máxima admisible.

$\theta_1 = -15 \text{ °C}$.

→ En la condición 2, se tendrá en cuenta la hipótesis descrita:

$p_2 = 0,9761 \text{ Kg/m}$

$\theta_2 = 15 \text{ °C}$

Además se tomaran los valores:

$E = 7700 \text{ Kg/mm}^2$

$\alpha = 18,9 \cdot 10^{-6} \text{ °C}^{-1}$.

a es el vano en cada caso referido en metros.

$s = 281,1 \text{ mm}^2$.

$Q_r = 8624,5 \text{ Kg}$.

La tensión de cada día, calculada para cada vano, está indicada en la tabla 25.

VANO (m)	t_2 (Kg/mm ²)
223,40	5,1857
225,71	5,3842
225,67	5,3842
229,27	5,3799
236,86	5,3714
206,20	5,4097
207,82	5,4074
233,16	5,3755
221,90	5,3888

Tabla 25. TCD para LA-280

Para conocer si el valor es inferior al 20% de la carga de rotura, se multiplicará el valor más alto de t_2 por la sección:

$$20\% \text{ de } Q_r = 0,2 \cdot Q_r = 0,2 \cdot 8624,5 = 1724,9 \text{ Kg}$$

$$\max(t_2) = 5,4097 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

$$\max(t_2) \cdot s = 5,4097 \cdot 281,1 = 1520,667 \text{ Kg} < 20\% \text{ de } Q_r$$

- **Cable de tierra OPGW-14:**

→ En la condición 1, la hipótesis más desfavorable, debida a una sobrecarga de hielo más viento.

$p_1 = 1,379 \text{ Kg/m}$, que corresponde al peso aparente del conductor en la hipótesis más desfavorable.

$t_1 = 26,625 \text{ Kg/m}$, que corresponde a la tensión máxima admisible.

$\theta_1 = -15^\circ \text{C}$.

→ En la condición 2, se tendrá en cuenta la hipótesis descrita:

$p_2 = 0,571 \text{ Kg/m}$

$\theta_2 = 15^\circ \text{C}$

Además se tomaran los valores:

$E = 10918,367 \text{ Kg/mm}^2$

$\alpha = 14,9 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$.

a es el vano en cada caso referido en metros.

$s = 102,2 \text{ mm}^2$.

$Q_r = 8163,265 \text{ Kg}$.

La tensión de cada día calculada para cada vano está indicada en la tabla 26.

VANO (m)	t_2 (Kg/mm ²)
223,40	18,0811
225,71	18,0200
225,67	18,0211
229,27	17,9258
236,86	17,7252
206,20	18,5343
207,82	18,4919
233,16	17,8229
221,90	18,1208

Tabla 26. TCD para OPGW-14

Para conocer si el valor es inferior al 20% de la carga de rotura, se multiplicará el valor más alto de t_2 por la sección:

$$20\% \text{ de } Q_r = 0,2 \cdot Q_r = 0,2 \cdot 8163,67 = 1724,9 \text{ Kg}$$

$$\max(t_2) = 18,5343 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

$$\max(t_2) \cdot s = 18,5343 \cdot 102,2 = 1894,208 \text{ Kg} > 20\% \text{ (23,21\% de } Q_r)$$

Por lo tanto, se calculará a partir de qué valor de tensión se supera el 20% de Q_r :

$$t_2(20\%Q_r) < \frac{20\% \text{ de } Q_r}{s} = 15,759 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

Al ser esta tensión inferior a la mínima, se colocaran dispositivos antivibratorios en el cable de tierra OPGW-14 en todos sus vanos.

2.3.6.2 TENSIÓN EN HORAS FRÍAS

Según lo dispuesto en apartados anteriores, la THF a -5 °C, no puede exceder el 22,5% de la carga de rotura. Para el cálculo se hará uso de la ecuación de cambio de condiciones, explicada en el apartado 2.3.3, que presenta la siguiente expresión:

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

Por lo tanto para calcularla se tendrá en cuenta:

- **Conductor LA-280:**

→ En la condición 1, la hipótesis más desfavorable, debida a una sobrecarga de hielo más viento.

$p_1 = 1,918 \text{ Kg/m}$, que corresponde al peso aparente del conductor en la hipótesis más desfavorable.

$t_1 = 10,227 \text{ Kg/m}$, que corresponde a la tensión máxima admisible.

$\theta_1 = -15 \text{ }^\circ\text{C}$.

→ En la condición 2, se tendrá en cuenta la hipótesis descrita:

$p_2 = 0,9761 \text{ Kg/m}$.

$\theta_2 = -5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Además se conocen los valores:

$E = 7700 \text{ Kg/mm}^2$.

$\alpha = 18,9 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$.

a es el vano en cada caso referido en metros.

$s = 281,1 \text{ mm}^2$.

$Q_r = 8624,5 \text{ Kg}$.

La tensión en horas frías calculada para cada vano está indicada en la tabla 27.

VANO (m)	$t_2 \text{ (Kg/mm}^2\text{)}$
223,40	6,3831
225,71	6,3634
225,67	6,3637
229,27	6,3381
236,86	6,2738
206,20	6,5424
207,82	6,5264
233,16	6,3025
221,90	6,3961

Tabla 27. THF para LA-280.

Para conocer si el valor es inferior al 22,5% de la carga de rotura, se multiplicará el valor más alto de t_2 por la sección:

$$22,5\% \text{ de } Q_r = 0,225 \cdot Q_r = 0,225 \cdot 8624,5 = 1940,513 \text{ Kg}$$

$$\max(t_2) = 6,5424 \frac{Kg}{mm^2}$$

$$\max(t_2) \cdot s = 6,5424 \cdot 281,1 = 18839,069 Kg < 20\% \text{ de } Q_r$$

- **Cable de tierra OPGW-14:**

→ En la condición 1, la hipótesis más desfavorable, debida a una sobrecarga de hielo más viento.

$p_1 = 1,379 \text{ Kg/m}$, que corresponde al peso aparente del conductor en la hipótesis más desfavorable.

$t_1 = 26,625 \text{ Kg/m}$, que corresponde a la tensión máxima admisible.

$\theta_1 = -15 \text{ }^\circ\text{C}$.

→ En la condición 2, se tendrá en cuenta la hipótesis descrita:

$p_2 = 0,571 \text{ Kg/m}$.

$\theta_2 = -5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Además se conocen los valores:

$E = 10918,367 \text{ Kg/mm}^2$.

$\alpha = 14,9 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$.

a es el vano en cada caso referido en metros.

$s = 102,2 \text{ mm}^2$.

$Q_r = 8163,265 \text{ Kg}$.

La tensión en horas frías calculada para cada vano está indicada en la tabla 28.

VANO (m)	$t_2 \text{ (Kg/mm}^2\text{)}$
223,40	20,8044
225,71	20,7293
225,67	20,7306
229,27	20,6132
236,86	20,3643
206,20	21,3544
207,82	21,3034
233,16	20,4859
221,90	20,8530

Tabla 28. THF para OPGW-14

Para conocer si el valor es inferior al 22,5 % de la carga de rotura, se multiplicará el valor más alto de t_2 por la sección:

$$22,5\% \text{ de } Q_r = 0,225 \cdot Q_r = 0,225 \cdot 8624,5 = 1940,513 \text{ Kg}$$

$$\max(t_2) = 18,2150 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

$$\max(t_2) \cdot s = 18,6187 \cdot 102,2 = 1902,831 \text{ Kg} > 20\% \text{ de } Q_r$$

Por lo tanto se calculará a partir de qué valor de tensión se supera el 20% de Q_r :

$$t_2(22,5\% \text{ de } Q_r) < \frac{22,5\% \text{ de } Q_r}{S} = 17,972 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

Al ser esta tensión inferior a la mínima, se colocaran dispositivos antivibratorios en el cable de tierra OPGW-14 en todos sus vanos.

2.3.7 FLECHAS MÁXIMAS DE LOS CONDUCTORES Y CABLES DE TIERRA

De acuerdo con la clasificación de las zonas de sobrecarga definidas en el apartado 3.1.3 de la ITC-LAT-07, se determinará la flecha máxima de los conductores y cables de tierra en las hipótesis siguientes:

En las zonas A, B y C:

- Hipótesis de viento. Sometidos a la acción de su peso propio y una sobrecarga de viento, según el apartado 3.1.2 de la ITC-LAT-07, para una velocidad de viento de 120 km/h a la temperatura de 15 °C.
- Hipótesis de temperatura. Sometidos a la acción de su propio peso, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. La temperatura no será nunca inferior a 50 °C para los cables de fase ni para los cables de tierra.
- Hipótesis de hielo. Sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente, a la temperatura de 0 °C.

Para el cálculo de la flecha máxima en cualquiera de las hipótesis hay que emplear la ecuación de cambio de condiciones, tomando como condición 1 la descrita para los fenómenos vibratorios.

2.3.7.1 CÁLCULO DE LA FLECHA

La flecha es la distancia en vertical entre el punto más bajo del conductor y el punto de sujeción del mismo.

La flecha viene determinada por la siguiente expresión:

$$f = \frac{a^2 \cdot p}{8 \cdot s \cdot t}$$

Donde:

f es la flecha del vano en metros.

a es el vano en metros.

p es el peso del conductor o peso aparente del conductor en Kg/m.

s es la sección del conductor en mm².

t es la tensión del conductor en Kg/mm².

2.3.7.2 HIPÓTESIS DE VIENTO

Se calculará la flecha máxima del conductor y cable de tierra sometidos a la acción de su peso propio y una sobrecarga de viento para una velocidad de viento de 120 km/h a la temperatura de 15 °C.

Se utilizará la ecuación de cambio de condiciones para hallar t_2 (Kg/mm²) para cada vano.

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

Donde:

- **Conductor LA-280:**

$p_1 = 1,918$ Kg/m.

$t_1 = 10,227$ Kg/mm².

$\theta_1 = -15$ °C.

$p_2 = 1,485$ Kg/m.

$$\theta_2 = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$E = 7700 \text{ Kg/mm}^2.$$

$$\alpha = 18,9 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}.$$

a es el vano en cada caso en metros.

$$s = 281,1 \text{ mm}^2.$$

Con el valor obtenido de t_2 , se utiliza la ecuación del cálculo de la flecha y se obtiene una flecha para cada vano, indicada en la tabla 29.

$$f = \frac{a^2 \cdot p_2}{8 \cdot s \cdot t_2}$$

VANO (m)	t_2 (Kg/mm ²)	Flecha (m)
223,40	7,2456	4,5485
225,71	7,2541	4,6376
225,67	7,2540	4,6360
229,27	7,2669	4,7766
236,86	7,2932	5,0797
206,20	7,1780	3,9116
207,82	7,1847	3,9695
233,16	7,2806	4,9308
221,90	7,2401	4,4911

Tabla 29. Flecha máxima en hipótesis de viento para LA-280.

- **Cable de tierra OPGW-14:**

$$p_1 = 1,379 \text{ Kg/m}.$$

$$t_1 = 26,625 \text{ Kg/m}.$$

$$\theta_1 = -15 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$p_2 = 1,040 \text{ Kg/m}.$$

$$\theta_2 = 15 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

$$E = 10938,37 \text{ Kg/mm}^2.$$

$$\alpha = 14,9 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}.$$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$$s = 102,2 \text{ mm}^2.$$

Con el valor obtenido de t_2 , se utiliza la ecuación del cálculo de la flecha y se obtiene una flecha para cada vano, indicada en la tabla 30.

$$f = \frac{a^2 \cdot p_2}{8 \cdot s \cdot t_2}$$

VANO (m)	t_2 (Kg/mm ²)	FLECHA (m)
223,40	21,1629	2,9997
225,71	21,1549	3,0633
225,67	21,1550	3,0622
229,27	21,1426	3,1645
236,86	21,1166	3,3795
206,20	21,2235	2,5483
207,82	21,2177	2,5892
233,16	21,1292	3,2728
221,90	21,1681	2,9589

Tabla 30. Flecha máxima en hipótesis de viento para OPGW-14.

2.3.7.3 HIPÓTESIS DE TEMPERATURA

Se calculará la flecha máxima del conductor y cable de tierra, sometidos a la acción de su propio peso, a la temperatura máxima previsible, teniendo en cuenta las condiciones climatológicas y de servicio de la línea. La temperatura no será nunca inferior a 50 °C para los cables de fase ni para los cables de tierra.

Se utilizará la ecuación de cambio de condiciones para hallar t_2 (kg/mm²) para cada vano.

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

Donde:

- **Conductor LA-280:**

$p_1 = 1,918$ Kg/m.

$t_1 = 10,227$ Kg/mm².

$\theta_1 = -15$ °C.

$p_2 = 0,9761$ Kg/m.

$\theta_2 = 70$ °C.

$E = 7700$ Kg/mm².

$\alpha = 18,9 \cdot 10^{-6}$ °C⁻¹.

a es el vano en cada caso referido en metros.

$s = 281,1$ mm².

Con el valor obtenido de t_2 se utiliza la ecuación del cálculo de la flecha y se obtiene una flecha para cada vano, indicada en la tabla 31.

$$f = \frac{a^2 \cdot p_2}{8 \cdot s \cdot t_2}$$

VANO (m)	t_2 (Kg/mm ²)	FLECHA (m)
223,40	3,8378	5,6445
225,71	3,8535	5,7384
225,67	3,8532	5,7367
229,27	3,8772	5,8846
236,86	3,9070	6,0759
206,20	3,7134	4,9699
207,82	3,7257	5,0316
233,16	3,9025	6,0466
221,90	3,8275	5,5839

Tabla 31. Flecha máxima en hipótesis de temperatura para LA-280.

- **Cable de tierra OPGW-14:**

$$p_1 = 1,379 \text{ Kg/m.}$$

$$t_1 = 26,625 \text{ Kg/m.}$$

$$\theta_1 = -15 \text{ °C.}$$

$$p_2 = 0,571 \text{ Kg/m.}$$

$$\theta_2 = 70 \text{ °C}$$

$$E = 10918,37 \text{ Kg/mm}^2.$$

$$\alpha = 14,9 \cdot 10^{-6} \text{ °C}^{-1}.$$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$$s = 102,2 \text{ mm}^2.$$

Con el valor obtenido de t_2 se utiliza la ecuación del cálculo de la flecha y se obtiene una flecha para cada vano, indicado en la tabla 32.

$$f = \frac{a^2 \cdot p_2}{8 \cdot s \cdot t_2}$$

VANO (m)	t ₂ (Kg/mm ²)	FLECHA (m)
223,40	11,9384	2,9196
225,71	11,9287	2,9827
225,67	11,9289	2,9816
229,27	11,9141	3,0813
236,86	11,8835	3,2971
206,20	12,0130	2,4718
207,82	12,0058	2,5124
233,16	11,8983	3,1909
221,90	11,9447	2,8790

Tabla 32. Flecha máxima en hipótesis de temperatura para OPGW-14.

2.3.7.4 HIPÓTESIS DE HIELO

Se calculará la flecha máxima del conductor y del cable de tierra sometidos a la acción de su peso propio y a la sobrecarga de hielo correspondiente, a la temperatura de 0 °C.

$$t_2^2 \cdot [t_2 - (K - \alpha \cdot E(\theta_2 - \theta_1))] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot E}{24 \cdot s^2}$$

$$K = t_1 - \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot E}{24 \cdot s^2 \cdot t_1^2}$$

Donde:

- **Conductor LA-280:**

$$p_1 = 1,918 \text{ Kg/m.}$$

$$t_1 = 10,227 \text{ Kg/mm}^2.$$

$$\theta_1 = -15 \text{ °C.}$$

$$p_2 = 1,834 \text{ Kg/m.}$$

$$\theta_2 = 0 \text{ °C.}$$

$$E = 7700 \text{ Kg/mm}^2.$$

$$\alpha = 18,9 \cdot 10^{-6} \text{ °C}^{-1}.$$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$$s = 281,1 \text{ mm}^2.$$

Con el valor obtenido de t₂ se utiliza la ecuación del cálculo de la flecha y se obtiene un valor para la flecha en cada vano, indicado en la tabla 33.

$$f = \frac{a^2 \cdot p_2}{8 \cdot s \cdot t_2}$$

VANO(m)	t_2 (Kg/mm ²)	FLECHA (m)
223,40	9,1169	4,4644
225,71	9,1248	4,5533
225,67	9,1247	4,5518
229,27	9,1367	4,6919
236,86	9,1612	4,9943
206,20	9,0546	3,8296
207,82	9,0608	3,8874
233,16	9,1494	4,8458
221,90	9,1118	4,4072

Tabla 33. Flecha máxima en hipótesis de hielo para LA-280.

- **Cable de tierra OPGW-14:**

$$p_1 = 1,379 \text{ Kg/m.}$$

$$t_1 = 26,625 \text{ Kg/m.}$$

$$\theta_1 = -15 \text{ }^\circ\text{C.}$$

$$p_2 = 1,258 \text{ Kg/m.}$$

$$\theta_2 = 0 \text{ }^\circ\text{C.}$$

$$E = 10918,37 \text{ Kg/mm}^2.$$

$$\alpha = 14,9 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}.$$

a es el vano en cada caso referido en metros.

$$s = 102,2 \text{ mm}^2.$$

Con el valor obtenido de t_2 se utiliza la ecuación del cálculo de la flecha y se obtiene un valor para la flecha en cada vano, indicado en la tabla 34.

$$f = \frac{a^2 \cdot p_2}{8 \cdot s \cdot t_2}$$

VANO (m)	t_2 (Kg/mm ²)	FLECHA (m)
223,40	24,2186	3,1707
225,71	24,2191	3,2366
225,67	24,2191	3,2354
229,27	24,2198	3,3394
236,86	24,2213	3,5639
206,20	24,2150	2,7018
207,82	24,2154	2,7443
233,16	24,2206	3,4535
221,90	24,2183	3,1283

Tabla 34. Flecha máxima en hipótesis de hielo para OPGW-14.

2.3.8 CÁLCULO DE LAS CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR

Se calculará la curva característica del conductor y del cable de tierra, que corresponderá con la curvatura que presentará el cable en la hipótesis de flecha máxima más desfavorable.

La curva descrita por los cables se aproxima a la de una parábola, que tiene por expresión:

$$y = m \cdot x^2$$

Para que la parábola corresponda con la ecuación del cable tiene que cumplir que la flecha máxima se produzca a la mitad del vano, por lo que, despejando de la ecuación obtenemos:

$$m = \frac{y}{x^2} = \frac{flecha_{max}}{(a/2)^2}$$

Donde:

m es la constante del término de segundo grado de la parábola en metros⁻¹.

$flecha_{max}$ es la flecha en condiciones de flecha máxima en metros.

a es el vano en cada caso en metros.

Al sustituir, se obtienen los valores reflejados en la tablas 35 y 36.

- **Conductor LA-280:**

VANO (m)	a/2 (m)	f _{max} (m)	m (m ⁻¹)	ECUACIÓN
223,40	111,700	5,6445	0,0004524	$y = 0,0004524x^2$
225,71	112,855	5,7384	0,0004506	$y = 0,0004506x^2$
225,67	112,835	5,7367	0,0004507	$y = 0,0004507x^2$
229,27	114,635	5,8846	0,0004478	$y = 0,0004478x^2$
236,86	118,430	6,0759	0,0004332	$y = 0,0004332x^2$
206,20	103,100	4,9699	0,0004676	$y = 0,0004676x^2$
207,82	103,910	5,0316	0,0004660	$y = 0,0004660x^2$
233,16	116,580	6,0466	0,0004449	$y = 0,0004449x^2$
221,90	110,950	5,5839	0,0004536	$y = 0,0004536x^2$

Tabla 35. Curvas características del LA-280

Para facilitar la representación se escogerá la parábola que corresponde a al vano más grande.

- Cable de tierra OPGW-14:

VANO (m)	a/2 (m)	f_{\max} (m)	m (m^{-1})	ECUACIÓN
223,40	111,700	3,1707	0,0002541	$y = 0,0002541x^2$
225,71	112,855	3,2366	0,0002541	$y = 0,0002541x^2$
225,67	112,835	3,2354	0,0002541	$y = 0,0002541x^2$
229,27	114,635	3,3394	0,0002541	$y = 0,0002541x^2$
236,86	118,430	3,5639	0,0002541	$y = 0,0002541x^2$
206,20	103,100	2,7018	0,0002542	$y = 0,0002542x^2$
207,82	103,910	2,7443	0,0002542	$y = 0,0002542x^2$
233,16	116,580	3,4535	0,0002541	$y = 0,0002541x^2$
221,90	110,950	3,1283	0,0002541	$y = 0,0002541x^2$

Tabla 36. Curvas características del OPGW-14.

2.3.9 TABLA DE TENDIDO

Para tender el conductor, es útil disponer de una tabla que proporcione la tensión mecánica y la flecha a distintas temperaturas.

Esta tabla se calcula sin considerar efectos de hielo ni de viento, ya que no se realizará el tendido bajo esas condiciones, por lo que sólo se tendrá en cuenta el peso del conductor.

El tensado de los cables de cada tramo de línea comprendido entre dos apoyos deberá hacerse en función de la longitud del vano correspondiente.

El regulado de los cables se realizará siempre sin sobrecarga. Se tomarán como condiciones iniciales, la hipótesis de tracción máxima (sobrecarga de hielo más viento a $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$), y se calculará para cada vano y para cada temperatura utilizando la ecuación de cambio de condiciones, obteniéndose la tensión en cada caso.

Las temperaturas a considerar van desde $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ hasta $50\text{ }^{\circ}\text{C}$, con incrementos de $5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Para el conductor LA-280 se obtienen las tablas de tendido 37, 38 y 39 y para el cable de tierra OPGW-14 las tablas 40, 41 y 42.

- Conductor LA-280:

	Vano 1: 223,40 m		Vano 2: 225,71 m		Vano 3: 225,67 m	
Temperatura (°C)	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión
-10	3,2389	6,6882	3,3187	6,6631	3,3173	6,6635
-5	3,3938	6,3831	3,4750	6,3634	3,4736	6,3637
0	3,5501	6,1020	3,6326	6,0873	3,6312	6,0875
5	3,7072	5,8434	3,7909	5,8331	3,7894	5,8333
10	3,8644	5,6056	3,9492	5,5993	3,9477	5,5994
15	4,0213	5,3870	4,1070	5,3842	4,1055	5,3842
20	4,1774	5,1857	4,2640	5,1860	4,2625	5,1860
25	4,3322	5,0003	4,4197	5,0033	4,4182	5,0032
30	4,4857	4,8293	4,5739	4,8346	4,5723	4,8345
35	4,6374	4,6713	4,7264	4,6786	4,7248	4,6785
40	4,7873	4,5250	4,8770	4,5341	4,8755	4,5339
45	4,9353	4,3893	5,0257	4,3999	5,0242	4,3998
50	5,0813	4,2632	5,1724	4,2752	5,1708	4,2750

Tabla 37. Tabla de tendido vanos 1-3 para LA-280.

	Vano 4: 229,27 m		Vano 5: 236,86 m		Vano 6: 206,20 m	
Temperatura (°C)	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión
-10	3,4438	6,6253	3,7187	6,5485	2,6781	6,8991
-5	3,6022	6,3338	3,8815	6,2738	2,8209	6,5424
0	3,7618	6,0652	4,0449	6,0203	2,9664	6,2215
5	3,9218	5,8177	4,2084	5,7864	3,1138	5,9268
10	4,0817	5,5899	4,3714	5,5706	3,2625	5,6568
15	4,2409	5,3799	4,5335	5,3714	3,4115	5,4097
20	4,3992	5,1864	4,6945	5,1873	3,5605	5,1834
25	4,5561	5,0078	4,8539	5,0169	3,7087	4,9762
30	4,7115	4,8426	5,0117	4,8589	3,8559	4,7862
35	4,8651	4,6897	5,1677	4,7123	4,0017	4,6119
40	5,0169	4,5478	5,3217	4,5759	4,1459	4,4515
45	5,1666	4,4160	5,4737	4,4488	4,2882	4,3037
50	5,3144	4,2932	5,6236	4,3302	4,4287	4,1672

Tabla 38. Tabla de tendido vanos 4-6 para LA-280.

	Vano 7: 207,82 m		Vano 8: 233,16 m		Vano 9: 221,90 m	
Temperatura (°C)	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión
-10	2,7284	6,8708	3,5832	6,5853	3,1877	6,7048
-5	2,8724	6,5264	3,7440	6,3025	3,3415	6,3961
0	3,0190	6,2095	3,9056	6,0418	3,4970	6,1117
5	3,1675	5,9184	4,0674	5,8014	3,6533	5,8502
10	3,3170	5,6517	4,2289	5,5789	3,8099	5,6098
15	3,4668	5,4074	4,3897	5,3755	3,9661	5,3888
20	3,6165	5,1836	4,5493	5,1869	4,1216	5,1855
25	3,7654	4,9786	4,7076	5,0125	4,2759	4,9983
30	3,9132	4,7906	4,8642	4,8511	4,4289	4,8258
35	4,0596	4,6178	5,0190	4,7014	4,5801	4,6664
40	4,2043	4,4588	5,1720	4,5624	4,7296	4,5189
45	4,3472	4,3123	5,3229	4,4331	4,8771	4,3823
50	4,4882	4,1768	5,4718	4,3124	5,0226	4,2553

Tabla 39. Tabla de tendido vanos 7-9 para LA-280.

- **Cable de tierra OPGW-14:**

	Vano 1: 223,40 m		Vano 2: 225,71 m		Vano 3: 225,67 m	
Temperatura (°C)	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión
-10	1,6203	21,5119	1,6600	21,4339	1,6593	21,4353
-5	1,6754	20,8044	1,7164	20,7293	1,7157	20,7306
0	1,7335	20,1066	1,7759	20,0347	1,7751	20,0359
5	1,7948	19,4195	1,8386	19,3509	1,8379	19,3521
10	1,8595	18,7439	1,9048	18,6990	1,9040	18,6801
15	1,9277	18,0811	1,9744	18,0200	1,9736	18,0211
20	1,9995	17,4321	2,0477	17,3751	2,0469	17,3760
25	2,0749	16,7981	2,1247	16,7453	2,1239	16,7462
30	2,1542	16,1802	2,2055	16,1318	2,2046	16,1327
35	2,2372	15,5795	2,2901	15,5358	2,2892	15,5366
40	2,3241	14,9972	2,3786	14,9583	2,3776	14,9590
45	2,4147	14,4344	2,4707	14,4003	2,4698	14,4009
50	2,5090	13,9818	2,5665	13,8627	2,5655	13,8632

Tabla 40. Tabla de tendido vanos 1-3 para OPGW-14.

	Vano 4: 229,27 m		Vano 5: 236,86 m		Vano 6: 206,20 m	
Temperatura (°C)	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión
-10	1,7224	21,3132	1,8610	21,0539	1,3447	22,0820
-5	1,7809	20,6132	1,9240	20,3643	1,3905	21,3544
0	1,8426	19,9236	1,9904	19,6856	1,4390	20,6349
5	1,9075	19,2451	2,0601	19,0188	1,4903	19,9244
10	1,9759	18,5788	2,1335	18,3650	1,5447	19,2239
15	2,0479	17,9258	2,2105	17,7252	1,6021	18,5343
20	2,1236	17,2872	2,2912	17,1005	1,6629	17,8568
25	2,2030	16,6641	2,3758	16,4919	1,7272	17,1925
30	2,2862	16,0576	2,4642	15,9004	1,7950	16,5427
35	2,3732	15,4687	2,5563	15,3271	1,8665	15,9087
40	2,4640	14,8986	2,6522	14,7729	1,9419	15,2917
45	2,5585	14,3482	2,7518	14,2386	2,0210	14,6930
50	2,6567	13,8182	2,8548	13,7249	2,1039	14,1138

Tabla 41. Tabla de tendido vanos 4-6 para OPGW-14.

	Vano 7: 207,82 m		Vano 8: 233,16 m		Vano 9: 221,90 m	
Temperatura (°C)	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión	Flecha	Tensión
-10	1,3692	22,0292	1,7925	21,1806	1,5948	21,5624
-5	1,4159	21,3034	1,8533	20,4859	1,6491	20,8530
0	1,4652	20,5858	1,9173	19,8017	1,7063	20,1532
5	1,5174	19,8774	1,9848	19,1292	1,7668	19,4639
10	1,5727	19,1790	2,0557	18,4692	1,8305	18,7861
15	1,6311	18,4919	2,1302	17,8229	1,8977	18,1208
20	1,6929	17,8169	2,2085	17,1914	1,9685	17,4692
25	1,7582	17,1554	2,2905	16,5756	2,0430	16,8324
30	1,8271	16,5085	2,3764	15,9768	2,1212	16,2116
35	1,8997	15,8775	2,4660	15,3959	2,2032	15,6080
40	1,9761	15,2637	2,5595	14,8339	2,2891	15,0226
45	2,0563	14,6683	2,6565	14,2918	2,3787	14,4566
50	2,1403	14,0926	2,7572	13,7701	2,4720	13,9108

Tabla 42. Tabla de tendido vanos 7-9 para OPGW-14.

2.3.10 PARÁBOLA DE FLECHAS MÁXIMAS VERTICALES

La parábola de flechas máximas verticales de un conductor, correspondiente a los distintos vanos que pueda haber en una línea, es la curva que describiría el conductor en unas determinadas condiciones de temperatura y sobrecarga.

Las flechas máximas calculadas anteriormente quedan resumidas en las tablas 43 y 44 que se muestran a continuación.

- **Conductor LA-280:**

VANO (m)	Hipótesis más desfavorable	TENSIÓN (kg)	FLECHA (m)
223,40	TEMPERATURA	3,8378	5,6445
225,71	TEMPERATURA	3,8535	5,7384
225,67	TEMPERATURA	3,8532	5,7367
229,27	TEMPERATURA	3,8772	5,8846
236,86	TEMPERATURA	3,9070	6,0759
206,20	TEMPERATURA	3,7134	4,9699
207,82	TEMPERATURA	3,7257	5,0316
233,16	TEMPERATURA	3,9025	6,0466
221,90	TEMPERATURA	3,8275	5,5839

Tabla 43. Flechas máximas verticales para LA-280.

Tal y como se puede apreciar en la tabla, la flecha más desfavorable para el conductor es la que corresponde con la hipótesis de temperatura.

- **Cable de tierra OPGW-14:**

VANO (m)	Hipótesis más desfavorable	TENSIÓN (kg)	FLECHA (m)
223,40	HIELO	24,2186	3,1707
225,71	HIELO	24,2191	3,2366
225,67	HIELO	24,2191	3,2354
229,27	HIELO	24,2198	3,3394
236,86	HIELO	24,2213	3,5639
206,20	HIELO	24,2150	2,7018
207,82	HIELO	24,2154	2,7443
233,16	HIELO	24,2206	3,4535
221,90	HIELO	24,2183	3,1283

Tabla 44. Flechas máximas verticales para OPGW-14.

2.3.11 PARÁBOLA DE DISTANCIA MÍNIMA AL TERRENO

Según el artículo 5.3 de la ITC-LAT-07, los conductores, en su flecha máxima vertical según las hipótesis de temperatura y de hielo, deben quedar situados por encima de cualquier punto del terreno, senda, vereda o superficies de agua no navegables, a una altura mínima (en metros) determinada por la siguiente expresión:

$$D_{min} = 5,3 + D_{el}$$

Siendo como mínimo de 6 metros.

Donde:

D_{el} es la distancia de aislamiento en el aire mínima especificada. Para una línea de tensión más elevada de la red de 145 kV (132kV), el valor es de 1,2 m.

Por lo tanto, se obtiene:

$$D_{min} = 5,3 + 1,2 = 6,5 \text{ m}$$

2.4 CÁLCULO DE LAS CADENAS DE AISLADORES

2.4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Las características eléctricas mínimas que deben cumplir los aisladores, de acuerdo con el artículo 4.4 del ITC-LAT-07, para la tensión de la línea se resumen en la siguiente tabla:

Tensión nominal (kV)	132
Tensión más elevada (kV eficaces)	145
Tensión más elevada a frecuencia industrial (kV eficaces)	230
Tensión de ensayo a impulso tipo rayo (kV cresta)	550

Tabla 45. Características a cumplir por los aisladores.

2.4.2 SELECCIÓN DEL AISLADOR

Al estar la línea en un nivel de contaminación II “medio”, se intentará elegir el aislador de La Granja de contaminación media para la Norma IEC.

2.4.2.1 NIVEL DE AISLAMIENTO:

Al seleccionar un aislador lo primero que se tiene que calcular es el nivel de aislamiento mínimo necesario, para ello se calculan las sobretensiones previstas de tipo atmosférico o frente rápido y las sobretensiones temporales. Para el cálculo de las sobretensiones se utilizan las siguientes expresiones:

$$U_{atm} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U_s \cdot s_a \cdot k_c \cdot k_s \cdot k_a$$

$$U_{temp} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot U_s \cdot s_t \cdot k_c \cdot k_s \cdot k_a$$

Donde:

U_{atm} es la sobretensión más elevada de tipo atmosférico en kV.

U_{temp} es la sobretensión más elevada de tipo temporal en kV.

U_s es la tensión más elevada en kV.

s_a es la sobretensión esperada en la línea en p.u., de valor 3,5, para una sobretensión de tipo atmosférico o frente rápido.

s_t es la sobretensión esperada en la línea en p.u., de valor 2, para una sobretensión de tipo temporal.

k_c es el factor de corrección estadístico igual a 1,1.

k_s es el factor de corrección de seguridad igual a 1,05.

k_a es el factor de corrección atmosférico, que se calcula mediante la siguiente expresión:

$$k_a = e^{\frac{m \cdot H}{8150}}$$

En la que:

m es igual a 1 para sobretensiones atmosféricas y temporales.

H es la altura máxima en metros de la línea, que es de 740 metros.

Por lo que se calcula el valor del factor de corrección atmosférico y con él las sobretensiones:

$$k_a = e^{\frac{1 \cdot 740}{8150}} = 1,1$$

$$U_{atm} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot 145 \cdot 3,5 \cdot 1,1 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 526,5 \text{ kV}$$

$$U_{temp} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot 145 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 212,722 \text{ kV}$$

Al comparar estos valores con los que impone el Reglamento, indicados en la tabla 43, se observa que los valores del Reglamento son más restrictivos que los del

cálculo en base a las sobretensiones esperadas, por ello se utilizarán los valores del Reglamento.

LÍNEA DE FUGA:

Según la recomendación de la ITC-LAT-07 la línea de fuga se obtendrá, encontrándose la línea en un nivel de contaminación "II medio", mediante la siguiente expresión:

$$\text{Línea de fuga} = l_{fen} \cdot U_s$$

donde:

l_{fen} es la línea de fuga específica nominal mínima. $l_{fen} = 20 \text{ mm/kV}$.

U_s es la tensión más elevada de la red en kV.

$$\text{Línea de fuga} = 20 \cdot 145 = 2900 \text{ mm}$$

Consultando en el catálogo de Saint-Gobain de La Granja, la gama de aisladores para contaminación media contiene diversos modelos en función de la carga de rotura, que varía entre de los 70 KN a los 120 KN. Para que cumpla con los requisitos mecánicos se selecciona el E-120-P.

Para conocer el número de aisladores que deben conformar la cadena tenemos que cumplir con dos criterios:

- La línea de fuga total de la cadena de aisladores ha de ser superior a la línea de fuga mínima que marca el Reglamento, calculada anteriormente. Para ello se calcularán el número de aisladores necesarios:

$$n^{\circ} \text{ aisladores} \geq \frac{\text{línea de fuga}}{\text{línea de fuga por aislador}}$$

Donde:

línea de fuga es igual a 2900 mm.

línea de fuga por aislador es 320 mm.

Con lo que se calcula:

$$n^{\circ} \text{ aisladores} \geq \frac{2900}{320} = 9,06$$

Por tanto, como mínimo seleccionaremos el número entero inmediatamente superior, con lo que la cadena constará de al menos 10 aisladores.

- Se han de cumplir las solicitudes de aislamiento establecidas por el Reglamento, por lo tanto se puede consultar la tabla de características eléctricas de las cadenas (tabla 46) de conformidad con las normas CEI 383 y BS 137 parte 1.

Nº	SOBRETENSIÓN TEMPORAL (kV)	SOBRETENSIÓN ATMOSFÉRICA (kV)
10	290	855

Tabla 46. Características eléctricas de las cadenas de aisladores.

Por lo tanto se puede concluir que una cadena de 10 aisladores E-100P-146 cumple con las solicitudes eléctricas requeridas por el Reglamento.

2.4.2.2 CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA CADENA DE SUSPENSIÓN

Según el artículo 3.4 de la ITC-LAT-07 se utilizará un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 3 para la cadena de aisladores.

Para el cálculo de las cargas normales, se considera el peso del conductor, la sobrecarga correspondiente a la zona y el peso de los aisladores. El peso del conductor en cada cadena de suspensión, calculado a partir del peso por unidad de longitud y del vano máximo, sumado al peso del manguito de hielo al que se forma alrededor del conductor es el siguiente:

$$P_{C \text{ amax}} = P_{C+H} \cdot a_{\text{max}} = 1,834 \cdot 236,86 = 424,019 \text{ Kg}$$

El peso de la cadena, considerando que el resto de la cadena pesa un 5% del peso de los aisladores es:

$$P_C = (10 \cdot P_a) \cdot 1,05 = 50,4$$

Al tener que cumplir un coeficiente marcado por el Reglamento de 3, obtenemos la siguiente expresión:

$$\frac{Q_{r \text{ aisl}}}{g \cdot [P_{C+H} + (n \cdot P_a) \cdot 1,05]} > C_s$$

Donde:

$Q_{r\text{ aisl}}$ es la carga de rotura del aislador en Kg, que es de 100 KN.

g es la aceleración de la gravedad en m/s^2 .

P_{C+H} es el peso combinado del conductor más el manguito de hielo en Kg.

n es el número de aisladores de la cadena, que son 10.

P_a es el peso del aislador, que es de 4,8 Kg.

$$\frac{100 \cdot 10^3}{9,8 \cdot (424,019 + 50,4)} = 21,509 > 3$$

Para el cálculo de las cargas anormales, se considera el 50% de la tensión del conductor roto según el Reglamento. Para ello se emplea un coeficiente de seguridad mecánico en el conductor de 3, con lo que la tensión mecánica máxima se calcula mediante:

$$T_{max} = \frac{Q_r}{K_s}$$

Donde:

T_{max} es la tensión mecánica máxima en Kg.

Q_r es la carga de rotura del conductor, que corresponde con 8624,49 Kg.

K_s es el coeficiente de seguridad.

Con lo que:

$$T_{max} = \frac{8624,49}{3} = 2874,83 \text{ Kg}$$

Por tanto, el 50% de esta tensión es:

$$50\% \text{ de } T_{max} = 0,5 \cdot 2874,83 = 1437,42 \text{ Kg}$$

Y el coeficiente de seguridad mecánica del aislador es:

$$C_s = \frac{Q_{r\text{ aisl}}}{g \cdot 50\% \text{ de } T_{max}} = \frac{100 \cdot 10^3}{9,8 \cdot 1437,42} = 7,1 > 3$$

2.4.2.3 CÁLCULOS MECÁNICOS DE LA CADENA DE AMARRE:

Para el cálculo de las cargas normales, se considera el peso del conductor, la sobrecarga correspondiente a la zona y el peso de los aisladores. En el caso de la cadena de amarre, se supondrá que el resto de elementos de la cadena representan el 20% del peso de los aisladores. Por lo tanto tendremos que verificar la siguiente ecuación.

$$\frac{Q_{r \text{ aisl}}}{g \cdot [P_{C+H} + (n \cdot P_a) \cdot 1,2]} > C_s$$

$$\frac{100 \cdot 10^3}{9,8 \cdot [424,019 + (10 \cdot 4,8) \cdot 1,2]} = 21,187 > 3$$

Para el cálculo de las cargas anormales, se considera el 100% de la tensión del conductor roto según el Reglamento. Por tanto el coeficiente de seguridad mecánica del aislador es:

$$C_s = \frac{Q_{r \text{ aisl}}}{g \cdot T_{max}} = \frac{100 \cdot 10^3}{9,8 \cdot 2874,83} = 3,55 > 3$$

Por tanto, se ha comprobado que el aislador seleccionado cumple los requerimientos necesarios en cuanto a resistencia mecánica, tanto para las cadenas de suspensión como para las cadenas de anclaje.

2.4.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL AISLADOR

Las características generales del aislador a utilizar están indicadas en la tabla 47.

Nivel de anticontaminación	Medio
Carga rotura mecánica (KN)	100
Modelo de catálogo	E-100P-146
Paso (p) (mm)	146
Diámetro (d) (mm)	255
Línea de fuga (mm)	320
Unión normalizada IEC 120	11
Tensión soportada a frecuencia industrial en seco (kv)	80
Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	45
Tensión soportada a impulso de choque en seco (kV)	110
Tensión de perforación en aceite (kV)	130
Peso neto aproximado por unidad (Kg)	4,8
Embalaje nº unid/caja	6

Tabla 47. Características generales del aislador E-100P-146.

2.4.4 CADENAS DE AISLADORES

Para la formación de la cadena de suspensión y de la cadena de amarre, se seguirán las indicaciones que utiliza la empresa Iberdrola en su normativa para la formación de cadenas de aisladores.

2.4.4.1 CADENA DE SUSPENSIÓN

Para un nivel de contaminación II medio y conductores de aluminio-acero, la normativa establece que la cadena de suspensión quede conformada de acuerdo a la tabla 9, que se corresponde con la figura 5.

MARCA	NÚMERO	DENOMINACIÓN
1	1	Horquilla de bola
2	10	Aislador E-100P-146
3	1	Alojamiento de rótula
4	1	Grapa de suspensión

Tabla 9. Cadena de suspensión.

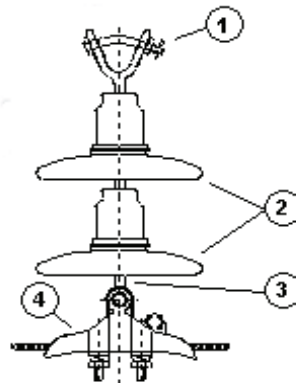


Figura 5. Cadena de suspensión

2.4.4.2 CADENA AMARRE

Para un nivel de contaminación II medio y conductores de aluminio-acero, la normativa establece que la cadena de amarre quede conformada de acuerdo a la tabla 10, que se corresponde con la figura 6.

MARCA	NÚMERO	DENOMINACIÓN
1	1	Horquilla de bola
2	10	Aislador E-100P-146
3	1	Alojamiento de rótula
4	1	Grapa de amarre

Tabla 10. Cadena de amarre.

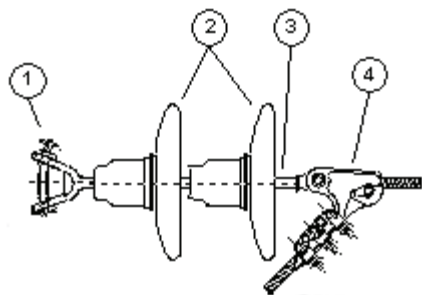


Figura 6. Cadena de amarre

2.4.5 GRAVIVANO

El gravivano es la longitud del vano que determina la acción de peso que los cables transmiten a aquel.

La longitud del gravivano se calcula con la distancia entre los de los vértices de la parábola que describen los conductores contiguos al apoyo que se considere.

El gravivano tiene por expresión:

$$a_g = a_{g1} + a_{g2}$$

Donde:

a_g es el valor del gravivano de un apoyo.

a_{g1} , a_{g2} es la distancia existente entre los vértices de los cables de los vanos contiguos, al apoyo en estudio.

2.4.6 EOLOVANO

el eolovano de un apoyo es la longitud de vano horizontal que hay que considerar para determinar el esfuerzo que, debido a la acción del viento sobre los cables, transmiten éstos al apoyo.

El eolovano es la semisuma de los vanos contiguos, es decir:

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

Donde:

a_v es el valor del eolovano de un apoyo.

a_1 , a_2 es valor de los vanos contiguos al apoyo.

2.4.7 CÁLCULO DE LOS GRAVIVANOS Y EOLOVANOS DE LA LÍNEA

Los valores del gravivano y del eolovano se indican en las tablas 48 y 49.

APOYO	VANO (m)	a/2 (m)	a _{g1} (m)	a _{g2} (m)	a _g (m)
1	0	111,700	0	111,700	111,700
2	223,40	112,855	111,700	112,855	224,555
3	225,71	112,835	112,855	112,835	225,690
4	225,67	114,635	112,835	114,635	227,470
5	229,27	118,430	114,635	118,430	233,065
6	236,86	103,100	118,430	103,100	221,530
7	206,20	103,910	103,100	103,910	207,010
8	207,82	116,580	103,910	116,580	220,490
9	233,16	110,950	116,580	110,950	227,530
10	221,90	0	110,950	0	110,950

Tabla 48. Gravivano

APOYO	VANO (m)	a/2	a ₁ /2 (m)	a ₂ /2(m)	a _v (m)
1	0	0	0	111,700	111,700
2	223,40	111,700	111,700	112,855	224,555
3	225,71	112,855	112,855	112,835	225,690
4	225,67	112,835	112,835	114,635	227,470
5	229,27	114,635	114,635	118,430	233,065
6	236,86	118,430	118,430	103,100	221,530
7	206,20	103,100	103,100	103,910	207,010
8	207,82	103,910	103,910	116,580	220,490
9	233,16	116,580	116,580	110,950	227,530
10	221,90	110,950	110,950	0	110,950

Tabla 49. Eolovano.

2.5 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

En las líneas aéreas es necesario distinguir entre distancias internas y externas.

Las distancias internas son dadas únicamente para diseñar una línea con una aceptable capacidad de resistir las sobretensiones.

Las distancias externas son utilizadas para determinar las distancias de seguridad entre los conductores en tensión y los objetos debajo o en las proximidades de la línea.

El objetivo de las distancias externas es evitar el daño de las descargas eléctricas al público en general, a las personas que trabajan en las cercanías de la línea eléctrica y a las personas que trabajan en su mantenimiento.

Las distancias dadas en los siguientes apartados no son aplicables cuando se realicen trabajos de mantenimiento de la línea aérea, con métodos de trabajo en tensión, para los cuales se deberán aplicar el R.D. 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

Dichas distancias se refieren a las líneas de transmisión que usan conductores desnudos. Las líneas que usan conductores aislados, con una capa de aislamiento sólido alrededor del mismo para prevenir un fallo causado por un contacto temporal con un objeto puesto a tierra o un contacto temporal entre conductores de fase, se tratan en la ITC-LAT 08.

Cuando no se especifique que la distancia es "horizontal" o "vertical", se tomará la menor distancia entre las partes con tensión y el objeto considerado, teniéndose en cuenta en el caso de carga con viento la desviación de los conductores y de la cadena de aisladores.

2.5.1 DISTANCIAS DE AISLAMIENTO PARA EVITAR DESCARGAS

Según el artículo 5.2 de la ITC-LAT-07, se consideran tres tipos de distancias eléctricas:

D_{el} es la distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido. D_{el} puede ser tanto interna, cuando se consideran distancias del conductor a la estructura de la torre, como externas, cuando se considera una distancia del conductor a un obstáculo.

D_{pp} es la distancia de aislamiento en el aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. D_{pp} es una distancia interna.

a_{som} es el valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores, definida como la distancia más corta en línea recta entre las partes en tensión y las partes puestas a tierra. En la línea esa distancia es 1,47 m.

Se aplicarán las siguientes consideraciones para determinar las distancias internas y externas:

La distancia eléctrica, D_{el} , previene descargas eléctricas entre las partes en tensión y objetos a potencial de tierra, en condiciones de explotación normal de la red.

Las condiciones normales incluyen operaciones de enganche, aparición de rayos y sobretensiones resultantes de faltas en la red.

La distancia eléctrica, D_{pp} previene las descargas eléctricas entre fases durante maniobras y sobretensiones de rayos.

Es necesario añadir a la distancia externa, D_{el} , una distancia de aislamiento adicional, D_{add} , para que en las distancias mínimas de seguridad al suelo, a líneas eléctricas, a zonas de arbolado, etc. se asegure que las personas u objetos no se acerquen a una distancia menor que D_{el} de la línea eléctrica.

La probabilidad de descarga a través de la mínima distancia interna, a_{som} , debe ser siempre mayor que la descarga a través de algún objeto externo o persona. Así, para cadenas de aisladores muy largas, el riesgo de descarga debe ser mayor sobre la distancia interna a_{som} que a objetos externos o personas. Por este motivo, las distancias externas mínimas de seguridad ($D_{add} + D_{el}$) deben ser siempre superiores a 1,1 veces a_{som} ,

Los valores de D_{el} y D_{pp} , en función de la tensión más elevada de la línea U_s , serán los indicados en el artículo 5.2 de la ITC-LAT-07, en la tabla 15 “Distancias mínimas de aislamiento para evitar descargas” (tabla 50).

Tensión más elevada de la red U_s (kV)	D_{el} (m)	D_{pp} (m)
145	1,2	1,4

Tabla 50. Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas.

Los valores dados en la tabla 50 están basados en un análisis de los valores usados comúnmente en Europa, los cuales han sido probados suficientemente seguros para el público en general.

Por lo tanto:

$$1,1 \cdot a_{som} = 1,1 \cdot 1,47 = 1,62 \text{ m}$$

$$D_{el} + D_{pp} = 2,6 \text{ m}$$

Con lo que:

$$D_{el} + D_{pp} > 1,1 \cdot a_{som}$$

Se cumple la indicación marcada por el Reglamento.

2.5.2 DISTANCIAS EN EL APOYO

Las distancias mínimas de seguridad en el apoyo son distancias utilizadas únicamente para diseñar la línea con una aceptable capacidad de resistir sobretensiones.

2.5.2.1 DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES

La distancia entre los conductores de fase del mismo circuito debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito entre fases, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos.

Según el artículo 5.4.1 de la ITC-LAT-07, la distancia entre conductores se calcula mediante la siguiente expresión:

$$D = K \cdot \sqrt{F + L} + K' \cdot D_{pp}$$

Donde:

D es la separación entre conductores de fase del mismo circuito en metros.

K es el coeficiente que depende de la oscilación de los conductores, que se toma de la tabla 49.

K' es el coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea. Para una línea de 132 kV es de 0,75.

F es la flecha máxima, que es 6,076 m.

L es la longitud en metros de la cadena de suspensión, que es de 1,47 m.

D_{pp} es la distancia mínima aérea especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Para la línea, el valor es el indicado por la tabla 51, que es de 1,40 m.

En el caso de conductores con diferente flecha, la separación entre conductores se determina con la misma fórmula, y el coeficiente K mayor y la flecha F mayor.

ÁNGULO DE OSCILACIÓN	VALORES DE K
Superior a 65°	0,65
Comprendido entre 40 y 65°	0,6
Inferior a 40°	0,55

Tabla 51. Coeficiente K en función del ángulo de oscilación.

$$D = 0,65 \cdot \sqrt{6,076 + 1,47} + 0,75 \cdot 1,4 = 3,797 \text{ m}$$

2.5.2.2 DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA

Según el artículo 5.4.2 de la ITC-LAT-07, la separación mínima entre conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior a D_{el} , con un mínimo de 0,2.

Por lo tanto la distancia más restrictiva es D_{el} , que es de 1,2 m. Esta distancia es inferior a la longitud de la cadena de aisladores, que es de 1,47 m, por lo tanto se cumple la distancia de seguridad.

2.5.3 DISTANCIAS AL TERRENO, CAMINOS, SENDAS Y A CURSOS DE AGUA NO NAVEGABLES

Según el artículo 5.5 de la ITC-LAT-07, la altura de los apoyos será suficiente, para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno, vereda o superficie de agua no navegable, a una altura (con un mínimo de 6 metros), que se calcula mediante la expresión:

$$D = 5,3 + D_{el}$$

Por lo tanto:

$$D = 5,3 + 1,2 = 6,5 \text{ m}$$

Sumándolo al valor de la flecha máxima, obtenemos la altura mínima del apoyo:

$$H \geq F + D = 6,076 + 6,5 = 12,576 \text{ m}$$

2.5.4 DISTANCIAS A CARRETERAS

Para la instalación de apoyos, tanto en caso de cruzamiento, como en el caso de paralelismos habrá que tener en cuenta una distancia mínima entre el apoyo a la carretera de al menos 25 metros, según el artículo 5.7 de la ITC-LAT-07.

2.5.4.1 CRUZAMIENTOS

La distancia máxima (en metros) a la que puede estar situado el conductor sobre el rasante de la carretera, se calcula mediante la expresión que se expone a continuación, según el artículo 5.7.1 de la ITC-LAT-07, siempre manteniendo una distancia mínima de 7 metros.

$$D = D_{add} + D_{el}$$

Siendo:

D_{add} es igual a 6,3 m para líneas que no sean de categoría especial.

Con lo que se obtiene:

$$D = 6,3 + 1,2 = 7,5 \text{ m}$$

Por lo que la altura mínima del apoyo, teniendo en cuenta la flecha máxima, será de:

$$H \geq F + D = 6,076 + 7,5 = 13,576 \text{ m}$$

2.5.5 DISTANCIAS A FERROCARRILES ELECTRIFICADOS, TRANVÍAS O TROLEBUSES

Según el artículo 5.9.1 de la ITC-LAT-07, en el cruzamiento entre las líneas eléctricas y los ferrocarriles electrificados, tranvías y trolebuses, la distancia mínima vertical de los conductores de la línea eléctrica, con su máxima flecha vertical, sobre el conductor más alto de todas las líneas de energía eléctrica, telefónicas y telegráficas del ferrocarril, se calculará con la expresión:

$$D = 3,5 + D_{el}$$

$$D = 3,5 + 1,2 = 4,7 \text{ m}$$

Considerando una altura máxima de 5 m para un conductor y la flecha máxima de la línea, la altura mínima del apoyo será la obtenida mediante la ecuación:

$$H \geq F + D + 3$$

$$H \geq 6,076 + 4,7 + 5 = 15,776 \text{ m}$$

2.5.6 PASO POR ZONAS

En general, para las líneas eléctricas aéreas con conductores desnudos, se define la zona de servidumbre de vuelo como la franja de terreno definida por la proyección sobre el suelo de los conductores extremos, considerados éstos y sus cadenas de aisladores, en las condiciones más desfavorables, sin contemplar distancia alguna adicional.

Las condiciones más desfavorables son considerar a los conductores y a su cadena de aisladores en su posición de máxima desviación, calculada anteriormente.

Las líneas de alta tensión deben cumplir el Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, en todo lo referente a las limitaciones para la constitución de servidumbre de paso.

2.5.6.1 BÓSQUES, ÁBOLES Y MASAS DE ARBOLADO

Para evitar las interrupciones del servicio y los posibles incendios producidos por el contacto de ramas o troncos de árboles con los conductores de una línea eléctrica aérea, deberá establecerse, mediante la indemnización correspondiente, una zona de protección de la línea definida por la zona de servidumbre de vuelo, incrementada por la distancia de seguridad indicada a ambos lados de dicha proyección empleando la ecuación indicada a continuación, como indica el artículo 5.12.1 de la ITC-LAT-07.

$$D = 1,5 + D_{el}$$

$$D = 1,5 + 1,2 = 2,7 \text{ m}$$

Al calcular la altura mínima del apoyo a la distancia mínima de seguridad, en el caso de que los conductores sobrevuelen árboles, habrá que sumarle la flecha máxima y la altura máxima de los árboles.

$$H \geq 1,5 + D_{el} + F$$

$$H \geq 1,5 + 1,2 + 6,076 = 8,776 \text{ m}$$

2.5.6.2 EDIFICIOS, CONSTRUCCIONES Y ZONAS URBANAS

Conforme a lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de septiembre, no se construirán edificios e instalaciones industriales en la servidumbre de vuelo, incrementada por la siguiente distancia mínima de seguridad a ambos lados, dada por la expresión indicada a continuación, siendo como mínimo de 5 metros.

$$D = 3,3 + D_{el}$$

$$D = 3,3 + 1,2 = 4,5 \text{ m}$$

Tampoco se construirá la línea por encima de un edificio o instalación industrial a una distancia inferior a la calculada.

No obstante, en los casos de mutuo acuerdo entre las partes, las distancias mínimas que deberán existir en las condiciones más desfavorables, entre conductores de la línea eléctrica y los edificios o construcciones que se encuentren sobre ella, serán los siguientes:

- Sobre puntos accesibles por personas se aplicará la siguiente ecuación, con una distancia mínima de 6 m.

$$D = 5,5 + D_{el}$$

$$D = 5,5 + 1,2 = 6,7 \text{ m}$$

- Sobre puntos no accesibles por personas, la distancia mínima será de 4 m, y se calculará con la expresión:

$$D = 3,3 + D_{el}$$

$$D = 3,3 + 1,2 = 4,5 \text{ m}$$

2.5.7 RESUMEN DE DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD

En la tabla 52 se realiza un breve resumen de las distancias mínimas de seguridad más restrictivas en cada caso.

TIPO DE DISTANCIA		DISTANCIA (m)
DISTANCIAS EN EL APOYO	DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES	3,797
	DISTANCIAS ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA	1,2
DISTANCIAS AL TERRENO, CAMINO, SENDAS Y CURSOS NO NAVEGABLES		6,5
DISTANCIAS A CARRETERAS	CRUZAMIENTOS	7,5
DISTANCIAS A FERROCARRILES ELECTRIFICADOS, TRANVÍAS Y TROLEBUSES	CRUZAMIENTOS	4,7
PASO POR ZONAS	BOSQUES, ÁRBOLES Y MASAS DE ARBOLADO	2,7
	EDIFICIOS, CONSTRUCCIONES Y ZONAS URBANAS	6,7

Tabla 52. Resumen de las distancias mínimas de seguridad.

2.6 CÁLCULO DE LOS APOYOS

2.6.1 CÁLCULO DE LA ALTURA MÍNIMA DE LOS APOYOS

Por simplicidad del proyecto, se calculará la altura mínima en la condición más desfavorable y con ella se elegirá un apoyo común para toda la línea.

Para calcular la altura mínima habrá que considerar la mayor de las distancias mínimas de seguridad y sumarle la flecha y los objetos que se puedan encontrar.

Esta distancia máxima la encontramos en la distancia por zonas, en concreto en la referida a bosques, árboles y masas de arbolado, ya que además de la distancia mínima, habría que tener en cuenta la flecha máxima y la altura de los árboles.

Los árboles que se encuentran son encinas, suponiendo una altura máxima de 15 m, se obtiene una altura mínima calculada con la siguiente ecuación:

$$H_{min} = D + F + 15$$

Por lo que:

$$H_{min} = 6,7 + 6,076 + 15 = 27,776 \text{ m}$$

2.6.2 DISTANCIA MÍNIMA DE SEPARACIÓN DE LOS CONDUCTORES EN EL APOYO

La distancia mínima de separación entre los conductores de fase y entre estos y el cable de tierra tiene que ser al menos igual a la calculada en el apartado 2.5.2.1. Esta distancia es de 3,797 m.

2.6.3 SELECCIÓN DEL APOYO

Para la selección del apoyo se utilizará el catálogo de Eucomsa. Se seleccionarán los distintos elementos que constituyen el apoyo.

2.6.3.1 SERIE

Lo primero que se tendrá que definir es la serie del apoyo que se desea utilizar. Se ha optado por elegir apoyos de la serie M, ya que los apoyos de esta serie son

apropiados para líneas de hasta 132 kV con base estrecha y poca ocupación del terreno. Se escogerá el tipo 60 al ser el más resistente.

2.6.3.2 ALTURAS

Para seleccionar la altura necesaria del apoyo, se tendrá en cuenta la altura mínima de los apoyos calculada anteriormente en el apartado 2.6.1. Con estos datos y para evitar posibles problemas con los árboles, se utilizará el apoyo de mayor altura.

Por lo tanto se escogerá el apoyo con altura útil mayor, que es de 28,05 metros útiles y 30,5 metros totales.

2.6.3.3 ARMADOS

Al tratarse de una línea de circuito simple, se escogerá un armado tipo S, y para saber cual hay que escoger, habrá que verificar que la distancia entre conductores no sea nunca inferior a la mínima (3.797 m).

Se ha de cumplir:

- $b+c > 3,797 \text{ m.}$
- $(b^2 + (2a)^2)^{1/2} > 3,797 \text{ m.}$
- $(c^2 + (2a)^2)^{1/2} > 3,797 \text{ m.}$

Por ello, se seleccionará el tipo S41, que cumple con las especificaciones. Sólo falta por seleccionar el armado para el cable de tierra, que deberá cumplir:

- $(d^2 + (a)^2)^{1/2} > 3,797$

Por lo tanto, se seleccionará el armado de tierra T2, que es el menor que cumple con la especificación descrita.

Con los datos que se han calculado, ya se puede especificar el modelo del apoyo a utilizar. Será el M60-S41T2-30,5.

2.6.4 TABLA DE APOYOS

En la tabla 53 se muestran el número del apoyo, las coordenadas UTM, el vano, la altitud de los apoyos y la función de dichos apoyos.

Nº	UTM X	UTM Y	VANO (m)	ALTITUD (m)	FUNCIÓN DEL APOYO
1	424662,06	4484473,17	0	718	Principio de línea
2	424671,57	4484696,37	223,40	727	Ángulo
3	424818,08	4484868,06	225,71	729	Ángulo
4	425043,59	4484890,95	225,67	735	Alineación
5	425270,90	4484911,94	229,27	729	Alineación
6	425506,83	4484932,92	236,86	736	Alineación
7	425712,31	4484950,09	206,20	740	Ángulo
8	425912,09	4484892,86	207,82	730	Alineación
9	426136,60	4484829,91	233,16	726	Alineación
10	426350,17	4484769,82	221,90	718	Fin de línea

Tabla 53. Tabla de apoyos.

2.7 CIMENTACIONES

En el catálogo de Eucomsa se indican las dimensiones y volúmenes teóricos mínimos para suelos de 8, 12 y 16 Kg/cm³ de coeficiente de compresibilidad.

En esta tabla, las cimentaciones han sido calculadas según el método de Sulzberg para un ángulo máximo de giro cuya tangente no sea superior a 0,01 según se establece en el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión.

Los volúmenes (V) indicados, corresponden a la zona embebida en el terreno.

En el caso del presente proyecto, a falta de un estudio geotécnico se escogerá la cimentación para un suelo de 8 Kg/cm³, ya que al ser la de menor coeficiente de compresibilidad, es la hipótesis más desfavorable.

Los datos de la cimentación se adjuntan en la tabla 14. Las magnitudes son descritas en la figura 10.



Figura 10. Cimentaciones.

ALTURA (m)	DIM (m)	M60
30,5	a	2,15
	h	3,05
	V	14,10
	r	0,60

Tabla 14. Magnitudes de cimentación.

2.8 CRUZAMIENTOS

Los cruzamientos, contemplados en el RELAT, se deben ajustar al artículo 5 de dicho Reglamento.

Los cruzamientos que se presentan en la línea objeto de este proyecto son los siguientes:

- Con la Autovía del Noroeste ó A6, entre los apoyos nº6 y nº7.
- Con la red de cercanías de la Comunidad de Madrid, entre los apoyos nº7 y nº8, nº8 y nº9, nº9 y nº10.
- Con calles del término municipal de Las Rozas de Madrid, entre los apoyos nº1 y nº2, nº2 y nº3, nº7 y nº8, nº8 y nº9.
- Con sendas rurales entre los apoyos nº3 y nº4, nº4 y nº5, nº5 y nº6.

- Con cursos de agua no navegables entre los apoyos nº2 y nº3, nº3 y nº4, nº5 y nº6.
- Con la Dehesa de Navalcarbón entre los apoyos nº2 y nº6.

2.9 VIBRACIONES

Debido a que en el cable de tierra OPGW-14 los fenómenos vibratorios (tensión en horas frías y tensión de cada día) son superiores a las indicadas en el Reglamento, es preciso que se coloquen dispositivos amortiguadores en todos vanos.

Por lo tanto se instalará amortiguamiento para conseguir reducir la amplitud de vibración y, consiguientemente, la deformación a la salida de la grapa. Este amortiguamiento exterior se obtiene mediante la colocación de un amortiguador o antivibrador, que es un sencillo aparato que, adosado al cable, vibra con él y al hacerlo así disipa energía de vibración.

Su adición al cable va a distorsionar la deformada de éste, contribuyendo a disminuir la deformación. Contrariamente al autoamortiguamiento del cable, que es un parámetro distribuido, el amortiguador disipa una energía determinada en un punto del cable y su efecto se distribuye en todo el vano (el efecto de un amortiguador será mayor en un vano corto que en uno largo).

El viento también da lugar a diversos fenómenos de tipo oscilatorio en las líneas aéreas eléctricas y de telecomunicación. De éstos, el más conocido es la llamada vibración eólica, por ser el más extendido (afecta en mayor o menor medida a todas las líneas), y porque, siendo de frecuencia relativamente elevada, sin las debidas protecciones da lugar a problemas de frotamiento-fatiga, incluso roturas, en los propios cables y en los herrajes y apoyos.

Por tanto, se seleccionará un amortiguador del catálogo del fabricante "SAPREM", indicados especialmente para cables de fibra óptica, que para el diámetro del cable de tierra (14 mm), sólo ofrece dos posibilidades, por lo que al ser de características idénticas, se escogerá el más ligero.

Las características del amortiguador son las indicadas en la tabla 13.

REF.	RANGO DE GRAPA (mm)	A (mm)	TORNILLO	PAR DE APRIETE (Kg·m)	PESO		
					C1	C2	TOTAL
AMG-050920	13-20	5	M-10	4	0,5	0,5	1,85

Tabla 13. Características del amortiguador

Donde C1 y C2 son los contrapesos 1 y 2 respectivamente.

2.10 CÁLCULO DE LA PUESTA A TIERRA

2.10.1 GENERALIDADES

En los apoyos de las zonas frecuentadas la resistencia de difusión máxima de puesta a tierra no superará los 20 Ω . En las zonas de pública concurrencia es obligatorio el empleo de electrodos de difusión en anillo enterrado.

Iberdrola, en su proyecto tipo de Líneas Aéreas de 132 kV en circuito simple, adopta los siguientes criterios en la realización de las puestas a tierra:

- Material de los electrodos: Picas bimetálicas de acero-cobre y cable de cobre de 50 mm² de sección.
- Tipos de electrodos:
 - Pica hincada en el fondo de la excavación y conectada al apoyo con cable de cobre de 0,70 metros de profundidad.
 - Anillo cuadrado cerrado de cable de cobre conectado al apoyo, enterrado en zanja de 0,70 metros de profundidad y 5 metros de lado.
- Zonas: En la presente línea los apoyos se encuentran en zonas frecuentadas.
- Toma de tierra: Se compone de la puesta a tierra que se realiza a la vez que la cimentación y de la mejora de tierra que se realiza con posterioridad a la toma de lectura de la resistencia de la puesta a tierra.

2.10.2 RESISTIVIDAD DEL TERRENO

La resistividad del terreno se mide mediante el método de Wenner, también conocido como el método de las cuatro sondas equidistantes. La profundidad de las sondas no tiene porqué sobrepasar los 30 cm.

En la zona de la línea el valor de la resistividad del terreno es de 150 $\Omega \cdot m$.

El valor máximo de la corriente de defecto a tierra reflejado en la normativa de Iberdrola es de $I_d = 500$ A. El valor de tiempo máximo de duración del efecto es de $t = 0,5$ s.

2.10.3 CÁLCULO DE RESISTENCIA DEL SISTEMA DE TIERRA

Los electrodos a emplear son mixtos, compuestos por picas de acero-cobre de 14 mm de diámetro y 2 metros de longitud, con sus cabezas enterradas a profundidades de 0,7 metros, unidas entre sí por cable de cobre desnudo de 50 mm^2 de sección, formando un cuadrado de 5 m de lado.

Para el cálculo de resistencias de electrodos se empleará el “Método de las Superficies Equipotenciales”.

2.10.3.1 RESISTENCIA DE LAS PICAS:

El valor de la resistencia de las picas enterradas viene determinado por la expresión:

$$R_{PICA} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \ln \left[\frac{h \cdot (2 \cdot a + L)}{a \cdot (2 \cdot h + L)} \right] + \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot (L + h)} \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot h + L}{h} \right]$$

Donde:

ρ es la resistividad del terreno, que es de $150 \Omega \cdot \text{m}$.

L es la longitud de la pica, que es de 2 metros.

a es el radio de la pica, que es 0,007 metros.

h es la profundidad de enterramiento de la cabeza de la pica, que es de 0,7 m.

Por lo tanto:

$$R_{PICA} = \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{0,7 \cdot (2 \cdot 0,007 + 2)}{0,007 \cdot (2 \cdot 0,7 + 2)} \right] + \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot (2 + 0,7)} \cdot \ln \left[\frac{2 \cdot 0,7 + 2}{0,7} \right]$$

$$R_{PICA} = 62,69 \Omega$$

2.10.3.2 RESISTENCIA DEL CABLE ENTERRADO:

El cable conductor enterrado en forma de anillo tiene una resistencia que se calcula mediante la expresión:

$$R_{CABLE} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \cdot \ln \left[\frac{h \cdot (2 \cdot a + L)}{a \cdot (2 \cdot h + L)} \right] + \frac{\rho}{\pi \cdot (L + 2 \cdot h)} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot h + L}{2 \cdot h} \right]$$

Donde:

ρ es la resistividad del terreno, que es de 150 $\Omega \cdot m$.

L es la longitud del anillo cuadrado del cable enterrado, que es de 5 m.

a es el radio del cable 0,00564 m.

h es la profundidad de enterramiento de la cabeza de la pica, que es de 0,7 m.

Con lo que se obtiene:

$$R_{CABLE} = \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot 5} \ln \left[\frac{0,7 \cdot (2 \cdot 0,00564 + 5)}{0,00564 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)} \right] + \frac{150}{\pi \cdot (5 + 2 \cdot 0,7)} \ln \left[\frac{4 \cdot 0,7 + 5}{2 \cdot 0,7} \right]$$

$$R_{CABLE} = 34,67 \Omega$$

2.10.3.3 RESISTENCIA TOTAL DEL APOYO:

Cada uno de los apoyos presenta una resistencia cuyo valor se obtiene mediante la expresión:

$$R_{APOYO} = \frac{\frac{R_{PICA}}{4} \cdot R_{CABLE}}{\frac{R_{PICA}}{4} + R_{CABLE}}$$

$$R_{APOYO} = \frac{\frac{62,69}{4} \cdot 34,67}{\frac{62,69}{4} + 34,67} = 10,79 \Omega$$

Por lo tanto el valor obtenido es inferior a 20 Ω .

2.10.3.4 RESISTENCIA DE DIFUSIÓN DE LA LÍNEA:

La resistencia de difusión a tierra se obtiene mediante el paralelo de la resistencia de todos los apoyos, cuyo valor se calcula con la expresión:

$$R_{DIFUSION} = \frac{R_{APOYO}}{N^{\circ} APOYOS}$$

Por lo tanto, al sustituir el valor obtenido anteriormente, se obtiene:

$$R_{DIFUSION} = \frac{10,79}{10} = 1,079 \, \Omega$$

POTENCIAL ABSOLUTO:

Es el valor máximo de la tensión en el electrodo, se determina mediante la expresión:

$$V_0 = \frac{I_d}{N^{\circ} APOYOS} \cdot R_{APOYO}$$

Al sustituir los valores calculados con anterioridad se obtiene:

$$V_0 = \frac{500}{10} \cdot 10,79 = 539,5 \, V$$

2.10.4 CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO

2.10.4.1 TENSIÓN DE CONTACTO

Cuando se produce una falta a tierra, partes de la instalación se pueden poner en tensión, y en el caso de que una persona o animal estuviese tocándolas, podría circular a través de él una corriente peligrosa. La norma UNE-IEC/TS 60479-1 da indicaciones sobre los efectos de la corriente que pasa a través del cuerpo humano en función de su magnitud y duración, estableciendo una relación entre los valores admisibles de la corriente que puede circular a través del cuerpo humano y su duración.

Según la terminología de la ITC-LAT-07, se define tensión de contacto como la fracción de la tensión de puesta a tierra que puede ser puenteada por una persona entre la mano y un punto del terreno situado a un metro de separación o entre ambas manos.

Los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada, U_{ca} , a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre la mano y los pies, en función de la duración de la corriente de falta, se dan en la figura 17, obtenida del apartado 7.3.4.1 de la ITC-LAT-07.

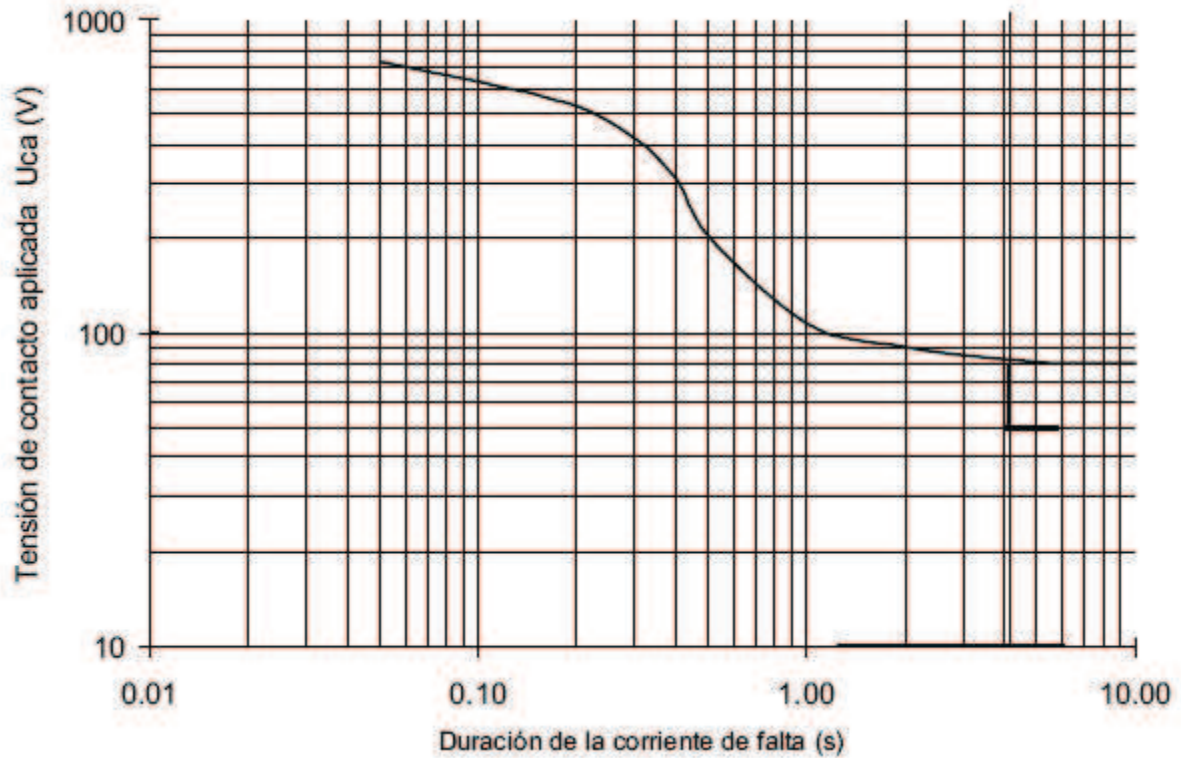


Figura 17. Valores admisibles de la tensión de contacto

En la tabla 55 se muestran valores de algunos de los puntos de la curva.

Duración de la corriente de falta, t_f (s)	Tensión de contacto aplicada admisible, U_{ca} (V)
0.05	735
0.10	633
0.20	528
0.30	420
0.40	310
0.50	204
1.00	107
2.00	90
5.00	81
10.00	80
> 10.00	50

Tabla 54. Valores admisibles de la tensión de contacto

Por lo tanto, para un valor de 0,5 segundos de corriente de falta, se obtiene un valor de 204 V de tensión de contacto aplicada U_{ca} .

Esta curva ha sido determinada considerando las siguientes hipótesis:

- La corriente circula entre la mano y los pies.
- Únicamente se ha considerado la propia impedancia del cuerpo humano, no considerándose resistencias adicionales como la resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno, la resistencia del calzado o la presencia de empuñaduras aislantes, etc.
- La impedancia del cuerpo humano utilizada tiene un 50% de probabilidad de que su valor sea menor o igual al considerado.
- Una probabilidad de fibrilación ventricular del 5%.

Estas hipótesis establecen una óptima seguridad para las personas debido a la baja probabilidad de que simultáneamente se produzca una falta a tierra y la persona o animal esté tocando un componente conductor de la instalación. Salvo casos excepcionales justificados, no se considerarán tiempos de duración de la corriente de falta inferiores a 0,1 segundos.

Para definir la duración de la corriente de falta aplicable, se tendrá en cuenta el funcionamiento correcto de las protecciones y los dispositivos de maniobra.

Cada defecto a tierra será desconectado automática ó manualmente. Por lo tanto, las tensiones de contacto de muy larga duración, o de duración indefinida, no aparecen como una consecuencia de los defectos a tierra.

A partir de los valores admisibles de la tensión de contacto aplicada, se pueden determinar las máximas tensiones de contacto admisibles en la instalación, U_c , considerando todas las resistencias adicionales que intervienen en el circuito, tal y como se muestra en la figura 18.

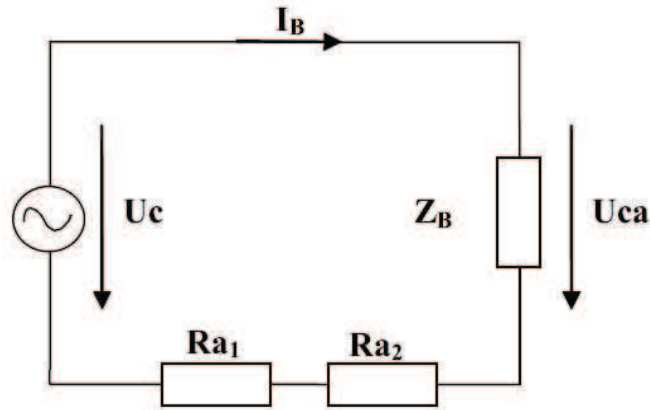


Figura 18. Esquema del circuito de contacto

Donde:

U_{ca} es la tensión de contacto aplicada admisible, la tensión a la que puede estar sometido el cuerpo humano entre una mano y los pies.

Z_B es la impedancia del cuerpo humano.

I_B es la corriente que fluye a través del cuerpo.

U_c es la tensión de contacto máxima admisible en la línea que garantiza la seguridad de las personas, considerando resistencias adicionales (por ejemplo, resistencia a tierra del punto de contacto, calzado, presencia de superficies de material aislante).

R_a es la resistencia adicional ($R_a = R_{a1} + R_{a2}$).

R_{a1} es, por ejemplo, la resistencia de un calzado cuya suela sea aislante.

R_{a2} es la resistencia a tierra del punto de contacto con el terreno. $R_{a2} = 1,5 \cdot \rho$, donde ρ es la resistividad del suelo cerca de la superficie.

A efectos de los cálculos para el proyecto, para determinar las máximas tensiones de contacto admisibles, U_c , se empleará la expresión:

$$U_c = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + R_{a2}}{Z_B} \right] = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + 1,5 \cdot \rho}{1000} \right]$$

Responde al siguiente planteamiento:

- U_{ca} es el valor admisible de la tensión de contacto aplicada que es función de la duración de la corriente de falta (figura 1 o tabla 18 de este mismo apartado).
- Se supone que la resistencia del cuerpo humano es de 1000 Ω .

- Se asimila cada pie a un electrodo en forma de placa de 200 cm^2 de superficie, ejerciendo sobre el suelo una fuerza mínima de 250 N, lo que representa una resistencia de contacto con el suelo para cada electrodo de $3\rho_s$, evaluada en función de la resistividad superficial ρ del terreno. Al estar los dos pies juntos, la resistencia a tierra del punto de contacto será el equivalente en paralelo de las dos resistencias: $R_{a2}=1,5\rho_s$.

Según cada caso, R_{a1} es la resistencia del calzado, la resistencia de superficies de material aislante, etc.

CLASIFICACIÓN DE LOS APOYOS SEGÚN SU UBICACIÓN

Para poder identificar los apoyos en los que se debe garantizar los valores admisibles de las tensiones de contacto, se establece en el artículo 7.3.4.2 de la ITC-LAT-07 la siguiente clasificación de los apoyos según su ubicación:

- Apoyos Frecuentados. Son los situados en lugares de acceso público y donde la presencia de personas ajenas a la instalación eléctrica es frecuente: donde se espere que las personas se queden durante tiempo relativamente largo, algunas horas al día durante varias semanas, o por un tiempo corto pero muchas veces al día, por ejemplo, cerca de áreas residenciales o campos de juego.

En el caso de la presente línea, se considerarán todos los apoyos frecuentados.

El diseño del sistema de puesta a tierra de este tipo de apoyos debe ser verificado según se indica en el apartado 7.3.4.3 de la ITC-LAT-07.

Desde el punto de vista de la seguridad de las personas, los apoyos frecuentados podrán considerarse exentos del cumplimiento de las tensiones de contacto en los siguientes casos:

Cuando se aíslen los apoyos de tal forma que todas las partes metálicas del apoyo queden fuera del volumen de accesibilidad limitado por una distancia horizontal mínima de 1,25 m, utilizando para ello vallas aislantes.

Cuando todas las partes metálicas del apoyo queden fuera del volumen de accesibilidad limitado por una distancia horizontal mínima de 1,25 m, debido a agentes externos (orografía del terreno, obstáculos naturales, etc.).

Cuando el apoyo esté recubierto por placas aislantes o protegido por obra de fábrica de ladrillo hasta una altura de 2,5 m, de forma que se impida la escalada al apoyo.

En estos casos, no obstante, habrá que garantizar que se cumplen las tensiones de paso aplicadas.

A su vez, los apoyos frecuentados se clasifican en dos subtipos, de los cuales, al que pertenece el tipo de apoyo empleado en la línea sería el siguiente:

Apoyos frecuentados con calzado. Se considerará como resistencias adicionales la resistencia adicional del calzado, R_{a1} , y la resistencia a tierra en el punto de contacto, R_{a2} . Se puede emplear como valor de la resistencia del calzado 1000Ω .

$$R_a = R_{a1} + R_{a2} = 1000 + 1,5 \cdot \rho$$

Estos apoyos serán los situados en lugares donde se puede suponer, razonadamente, que las personas estén calzadas, como pavimentos de carreteras públicas, lugares de aparcamiento, etc.

Por lo tanto, con los datos recogidos del Reglamento, se calculará mediante la ecuación mostrada anteriormente el valor de la tensión de contacto máxima admisible.

$$U_C = U_{ca} \cdot \left[1 + \frac{R_{a1} + 1,5 \cdot \rho}{1000} \right] = 204 \cdot \left[1 + \frac{1000 + 1,5 \cdot 150}{1000} \right] = 453,9 \text{ V}$$

2.10.4.1 TENSIÓN DE PASO

Según el artículo 7.3.4.1, para las tensiones de paso no es necesario definir valores admisibles, ya que los valores admisibles de las tensiones de paso aplicadas son mayores que los valores admisibles en las tensiones de contacto aplicadas. Por tanto, si un sistema de puesta a tierra satisface los requisitos numéricos establecidos para tensiones de contacto aplicadas, se puede suponer que, en la mayoría de los casos, no aparecerán tensiones de paso aplicadas peligrosas. Por este motivo no se definen valores admisibles para las tensiones de paso aplicadas. Cuando las tensiones de contacto calculadas sean superiores a los valores máximos admisibles, se recurrirá al empleo de medidas adicionales de seguridad a fin de reducir el riesgo de las personas y de los bienes, en cuyo caso será necesario cumplir los valores máximos admisibles de las tensiones de paso aplicadas, debiéndose tomar como referencia lo establecido en el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

2.10.5 CORRECCIÓN Y AJUSTE DEL DISEÑO INICIAL, ESTABLECIENDO EL DEFINITIVO

Al ser los valores de la resistividad estimados, después de construir la instalación de tierra, se harán las comprobaciones y verificaciones precisas y se realizarán los cambios que sean necesarios para alcanzar los valores reglamentarios.

DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES

3.1 OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN

Este Pliego de Condiciones determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de montaje en la línea aérea objeto del presente proyecto.

Estas obras se refieren al suministro e instalación de los materiales necesarios en la construcción de la línea.

3.2 DISPOSICIONES GENERALES

El Contratista está obligado a cumplir con la reglamentación del trabajo correspondiente, a contratar el seguro obligatorio, subsidio familiar y pensión de jubilación, seguro de asistencia sanitaria y todas las reglamentaciones de carácter social vigentes o que se indiquen a continuación.

En particular, deberá cumplir con lo establecido en la norma UNE 24042 (Contratación de obras, Condiciones generales), siempre que no lo modifique el presente pliego de condiciones.

3.3 CONDICIONES LEGALES

En las obras a acometer para la ejecución de la línea, se contemplará en todo momento el cumplimiento de todas las disposiciones incluidas en la normativa vigente mencionadas en el apartado 1.1.4.

3.4 PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD DE LA OBRA

El plan de seguridad y salud de la obra se ajustará al Estudio de Seguridad y Salud. El Contratista está obligado a aportar todas las unidades de seguridad indicadas en dicho Estudio de Seguridad y Salud.

Quedará bajo la Dirección de Obra y del coordinador de seguridad, la aprobación para incluir en el plan de seguridad, y por lo tanto en la obra, a cualquier subcontrata.

El Contratista estará obligado a cumplir con las condiciones que garanticen la seguridad en el trabajo y la seguridad pública.

3.5 EJECUCIÓN DEL TRABAJO

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

3.5.1 APERTURA DE HOYOS

Las dimensiones de las excavaciones se ajustarán lo más posible a las indicadas por el Director de Obra. Las paredes de los hoyos serán verticales.

El Contratista tomará las disposiciones convenientes para dejar el menor tiempo posible abiertas las excavaciones, con objeto de evitar accidentes.

Las excavaciones se realizarán con útiles apropiados según el tipo de terreno.

3.5.2 TRANSPORTE Y ACOPIO A PIE DE APOYO

El transporte se hará en condiciones tales que los puntos de apoyo de los postes con la caja del vehículo, queden bien promediados respecto a la longitud de los mismos.

Se evitarán las sacudidas bruscas durante el transporte.

En la carga y descarga de los vehículos se evitará toda clase de golpes o cualquier otra causa que pueda producir el agrietamiento de los mismos.

Por ninguna razón el poste quedará apoyado de plano, siempre su colocación será de canto para evitar en todo momento deformaciones y grietas.

En el depósito en obra se colocarán los postes con una separación de éstos con el suelo y entre ellos (en el caso de unos encima de otros) con objeto de meter los estribos, por lo que se pondrán como mínimo tres puntos de apoyo, los cuales serán tacos de madera y todos ellos de igual tamaño. Por ninguna razón se utilizarán piedras para este fin.

Los apoyos no serán arrastrados, ni golpeados, ya que un golpe puede torcer o romper cualquiera de los angulares que lo componen, dificultando su armado.

Desde el almacén de obra se transportarán con carros especiales o elementos apropiados al pie del hoyo.

Los estribos a utilizar serán los adecuados para no producir daños en los apoyos.

El Contratista tomará nota de los materiales recibidos dando cuenta al Director de Obra de las anomalías que se produzcan.

Cuando se transporten apoyos despiezados, es conveniente que sus elementos vayan numerados, en especial los diagonales. Por ninguna causa los elementos que componen el apoyo se utilizarán como palanca o arriostamiento.

- Conductores y herrajes:

Las bobinas, en sus diversos movimientos, serán tratadas con sumo cuidado, para evitar deterioros en los conductores y mantener el carrete de madera en buen estado de conservación. Para ello, en la carga y descarga se utilizarán mecanismos de elevación que eviten choques bruscos.

Nunca rodarán las bobinas en terrenos pedregosos que puedan ocasionar daños sobre los conductores.

Las bobinas en general estarán almacenadas al abrigo de materias que por su acción pudieran deteriorar al conductor.

En cuanto al transporte de herrajes se debe también cuidar el que no sufran dobleces, deformaciones o cualquier otro tipo de daño que pueda deteriorar o inutilizar éstos.

3.5.3 CIMENTACIONES

La cimentación de los apoyos se realizará de acuerdo con el Proyecto. Se empleará un hormigón cuya dosificación sea de 250 Kg/m³ y resistencia mecánica mínima de 120 Kg/m².

En caso de preparación en obra la composición del mismo será la siguiente:

- 200 Kg de cemento P-350.
- 1350 Kg de grava (tamaño $\leq 40\text{mm } \Phi$).
- 675 Kg arena seca.

- 180 litros de agua limpia.

El amasado del hormigón se hará siempre sobre chapas metálicas o superficies impermeables, se efectuará a mano o en hormigoneras cuando así sea posible, procurando que la mezcla sea lo más homogénea.

Al hacer el vertido el hormigón se apisonará al objeto de hacer desaparecer las coqueras que pudieran formarse.

No se dejarán las cimentaciones cortadas, ejecutándolas con hormigonado continuo hasta su terminación. Si por fuerza mayor hubiera de suspenderse y quedara éste sin terminar, antes de proceder de nuevo al hormigonado se levantará la concha de lechada que tenga, con todo cuidado para no mover la piedra, siendo aconsejable el empleo suave del pico y luego el cepillo de alambre con agua o solamente este último si con él basta; más tarde se procederá a mojarlo con una lechada de cemento e inmediatamente se procederá de nuevo al hormigonado.

Tanto el cemento como los áridos serán medidos con elementos apropiados.

Para los apoyos metálicos, los macizos sobrepasarán el nivel en 10 cm como mínimo en terrenos normales, y 20 cm en terrenos de cultivo. La parte superior de este macizo estará terminada en forma de punta de diamante, a base de mortero rico en cemento, con una pendiente de un 10% como mínimo como vierteaguas.

Se tendrá la precaución de dejar un conducto para poder colocar el cable de tierra de los apoyos. Este conducto deberá salir a unos 30 cm bajo el nivel del suelo, y, en la parte superior de la cimentación, junto a la arista del apoyo que tenga la toma de tierra.

3.5.4 ARENA

Puede proceder de ríos, canteras, etc. Debe ser limpia y no contener impurezas arcillosas u orgánicas. Será preferible la que tenga superficie áspera y de origen cuarzoso, desechando la de procedencia de terrenos que contengan mica o feldespatos.

Podrá proceder de canteras o de graveras de río. Siempre se suministrará limpia. Sus dimensiones podrán estar entre 1 y 5 cm.

Se prohíbe el empleo de revoltón, o sea, piedras y arena unidas sin dosificación, así como cascotes o materiales blandos. En los apoyos metálicos, siempre previa autorización del Director de Obra, podrá utilizarse hormigón ciclópeo.

3.5.5 CEMENTOS

El cemento será de tipo Portland P-350

En el caso de terreno yesoso se empleará cemento puzolánico.

3.5.6 AGUA

Se empleará agua de río o manantial sancionadas como aceptables por la práctica, quedando prohibido el empleo de aguas de ciénagas.

Deben rechazarse las aguas en las que se aprecie la presencia de hidratos de carbono, aceites o grasas.

3.5.7 ARMADO DE APOYOS METÁLICOS

El armado de estos apoyos se realizará teniendo presente la concordancia de diagonales y presillas.

Cada uno de los elementos metálicos del apoyos será ensamblando y fijando por medio de tornillos.

Si en el curso del montaje aparecen dificultades de ensambladura o defectos sobre algunas piezas que necesitan su sustitución o su modificación, el Contratista lo notificará al Director de Obra.

No se empleará ningún elemento metálico doblado, torcido, etc. Sólo podrán enderezarse previo consentimiento del Director de Obra.

Después de su izado y antes del tendido de los conductores se apretarán los tornillos dando a las tuercas la presión correcta. El tornillo deberá sobresalir de la tuerca por lo menos tres pasos de rosca, los cuales se granetearán para evitar que puedan aflojarse.

3.5.8 PROTECCIÓN DE LAS SUPERFICIES METÁLICAS

Todos los elementos de acero deberán estar galvanizados en caliente de acuerdo con la Norma UNE-EN ISO 1461 y UNE-EN 37507.

3.5.9 IZADO DE APOYOS

La operación de izado de los apoyos deberá realizarse de tal forma que ningún elemento sea solicitado excesivamente. En cualquier caso, los esfuerzos deben ser inferiores al límite elástico del material.

3.5.10 APOYOS METÁLICOS

Por tratarse de postes pesados se recomienda sean izados con pluma o grúa, evitando que el aparejo dañe las aristas o montantes del poste.

3.5.11 REPOSICIÓN DEL TERRENO

Las tierras sobrantes, así como los restos del hormigonado deberán ser extendidas, si el propietario del terreno lo autoriza, o retiradas a vertedero, en caso contrario, todo lo cual será a cargo del Contratista.

Todos los daños serán por cuenta del Contratista, salvo aquellos aceptados por el Director de Obra.

3.5.12 NUMERACIÓN DE APOYOS Y AVISOS DE PELIGRO ELÉCTRICO

Se numerarán los apoyos con pintura negra, ajustándose dicha numeración a la dada por el Director de Obra. Las cifras serán legibles desde el suelo.

La placa de señalización de "riesgo eléctrico" se colocará en el apoyo a una altura suficiente para que no se pueda quitar desde el suelo.

La placa deberá cumplir las características señaladas en la Norma UNE 48103.

Se señalará la instalación con el lema corporativo.

3.5.13 PUESTA A TIERRA

Los apoyos de la línea deberán conectarse a tierra de un modo eficaz, de acuerdo con lo establecido en el presente proyecto y siguiendo las instrucciones dadas en el Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.

3.6 EJECUCIÓN DEL TRABAJO EN CONDUCTORES

3.6.1 INSTALACIÓN DE CONDUCTORES

Las operaciones de tendido no serán emprendidas hasta que hayan pasado 15 días desde la terminación de la cimentación de los apoyos de ángulo y anclaje, salvo indicación en contrario del Director de Obra.

Se ocupará el Contratista del estudio del tendido y elección de los emplazamientos del equipo y del orden de entrega de bobinas para conseguir que los empalmes queden situados, una vez tensado el conductor, fuera de los sitios que prohíbe el ITC-LAT-07.

Se tendrán siempre en bobina. El conductor se sacará de éstas mediante el giro de las mismas.

Las bobinas han de ser tendidas sin cortar el cable y sin que se produzcan sobrantes. Si en algún caso una o varias bobinas deben ser cortadas, por exigirlo así las condiciones del tramo tendido, el Contratista lo someterá a la consideración del Director de Obra sin cuya aprobación no podrá hacerlo.

Durante el despliegue es preciso evitar el retorcido del conductor con la consiguiente formación de cocas, que reducen extraordinariamente las características mecánicas de los mismos.

La preparación de las bobinas y las operaciones de desenrollamiento, tirado y colocación sobre herrajes se ejecutarán con el mayor cuidado para evitar cualquier daño a los conductores.

Cualquier desperfecto real como torsión, aplastamiento o rotura de los cables o de los alambres, rozadura de los cables contra el suelo, contra los herrajes o contra cualquier objeto abrasivo, desgarrón del aislamiento, etc., debe necesariamente evitarse.

Las bobinas de los conductores, almacenadas al abrigo de la humedad, no deben descargarse ni depositarse en lugares donde el polvo (arena, cemento, carbón) o cualquier otro cuerpo extraño puede introducirse en el haz con peligro de deteriorar el aislamiento.

Las bobinas deben desenrollarse en un terreno desprovisto de asperezas. Este desenrollamiento se hace de una vez para toda la longitud, siempre que sea posible. Se verifica en el curso de esta operación que el haz está completamente intacto, eliminando cualquier parte que presente deterioro.

Para el tendido de conductores es aconsejable utilizar poleas de madera o aleación de aluminio en que la anchura y profundidad de garganta tengan una dimensión mínima igual a una vez y media la del mayor diámetro del conductor a tender. En el tendido se deben tomar todas las precauciones necesarias para evitar retorcer los conductores.

Por el extremo del conductor a tender se ejercerá la tracción necesaria que permita la mayor rectitud posible. Una vez tensado se colocará el conductor sobre los soportes.

La tracción de tendido de los conductores será, como máximo, la indicada en las tablas de tendido de conductores que corresponda a la temperatura existente en el conductor.

La tracción mínima será aquella que permita hacer circular los conductores sin rozar con los obstáculos naturales tales como tierra, que al contener ésta sales, se depositarán en el conductor, produciendo efectos químicos que deterioren el mismo.

El anclaje de las máquinas de tracción y freno deberá realizarse mediante el suficiente número de puntos que aseguren su inmovilidad, aún en el caso de lluvia imprevista, no debiéndose nunca anclar estas máquinas a árboles u otros obstáculos naturales.

En general, se tensarán los conductores ligeramente por encima del tense requerido, y se regulará destensando progresivamente hasta alcanzar la flecha adecuada.

Se evitará regular el tensado en horas en que la temperatura ambiente varía con rapidez, ya que puede provocar errores el hecho de que las variaciones de temperatura son mucho más rápidas en el aire que en los conductores.

Es aconsejable esperar 24 horas antes de amarrar definitivamente, para que se igualen las tensiones en los vanos por efecto de las oscilaciones de los cables.

El Contratista será responsable de las averías que se produzcan por la no observación de estas prescripciones.

3.7 MATERIALES

Los materiales empleados en la instalación serán entregados por el Contratista siempre que no se especifique lo contrario en el Pliego de Condiciones particulares.

No se podrán emplear materiales que no hayan sido aceptados previamente por el Director de Obra.

Se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el Director de Obra, aunque no consten en este Pliego de Condiciones.

3.7.1 APOYOS

Los apoyos metálicos de celosía estarán contruidos con perfiles laminados de acero de acuerdo con la Norma UNE 207017.

3.7.2 ACCESORIOS PARA EL MONTAJE

Todos los accesorios: Tacos de plástico, soportes con brida, protecciones, tensores, anclajes, sujetacables, guardacabos, abrazaderas, soportes de suspensión, ganchos..., deberán cumplir las especificaciones requeridas por el Director de la Obra.

Con objeto de conseguir la uniformidad con el resto de instalaciones de la zona, todos los elementos deberán ser aceptados por el Director de Obra.

3.7.3 CONDUCTORES

Los conductores que constituyen la línea principal se componen de tres conductores de fase y del cable de tierra/comunicaciones..

Estos conductores estarán de acuerdo con las normas UNE EN 60228 y UNE EN HD 620.

3.8 RECEPCIÓN DE LA OBRA

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra podrá verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.

Una vez finalizadas las instalaciones, el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la obra y se podrán solicitar todos los ensayos a las instalaciones que se consideren oportunos.

En la recepción de la instalación se incluirá la medición de la conductividad de las tomas de tierra y las pruebas de aislamiento pertinentes.

El Director de Obra contestará por escrito al Contratista, comunicando su conformidad a la instalación o condicionando su recepción a la modificación de los detalles que estime susceptibles de mejora.

3.8.1 CALIDAD DE CIMENTACIONES

El Director de Obra podrá encargar la ejecución de probetas de hormigón de forma cilíndrica de 15 cm de diámetro y 30 cm de altura, con objeto de someterlas a ensayos de comprensión. El Contratista tomará a su cargo las obras ejecutadas con hormigón que hayan resultado de insuficiente calidad.

3.8.2 TOLERANCIAS DE EJECUCIÓN

- Desplazamiento de apoyos sobre su alineación:

Si "D" representa la distancia, expresada en metros, entre ejes de un apoyo y el de ángulo más próximo, la desviación en alineación de dicho apoyo y la alineación real, debe ser inferior a $(D/100) + 10$, expresada en centímetros.

- Desplazamiento de un apoyo sobre el perfil longitudinal de la línea en relación a su situación prevista.

No debe suponerse aumento en la altura del apoyo. Las distancias de los conductores respecto al terreno deben permanecer como mínimo iguales a las previstas en el Reglamento.

- Verticalidad de los apoyos:

En apoyos de alineación se admite una tolerancia del 0,2% sobre la altura de apoyo.

- Altura de flechas:

Los errores máximos admitidos en flechas, en cualquiera que sea la disposición de los conductores y el número de circuitos sobre el apoyo, en la regulación de conductores, serán de:

- $\pm 3\%$ En el conductor que se regula.
- $\pm 3\%$ Entre dos conductores situados en el plano vertical.
- $\pm 6\%$ Entre dos conductores situados en el plano horizontal.

La medición de las flechas se realizará según la norma UNE 21 101.

3.8.3 TOLERACIAS DE UTILIZACIÓN

La cantidad de conductor a cargo del Contratista se obtiene multiplicando el peso del metro de conductor por la suma de las distancias reales medidas entre los ejes de los pies de apoyos, aumentadas en un 3%, cualquiera que sea la naturaleza del conductor, con objeto de tener así en cuenta las flechas, puentes, etc.

3.9 SEÑALIZACIÓN DE LA OBRA

El contratista está obligado a instalar y mantener bajo su responsabilidad, durante la ejecución de las obras, las señalizaciones necesarias, balizamientos, iluminaciones y protecciones adecuadas, atendándose en todo momento a las vigentes reglamentaciones.

3.10 CONSERVACIÓN DEL PAISAJE Y LIMPIEZA DE LA OBRA

El contratista prestará especial atención al efecto que puedan tener las distintas operaciones e instalaciones que necesite realizar para la ejecución del contrato sobre el paisaje de las zonas afectadas por las obras.

Por este motivo cuidará el emplazamiento y estética de sus instalaciones, construcciones, depósitos y acopios, que en todo caso, deberán ser previamente autorizados por el Director de la Obra.

Una vez finalizadas las obras, todos los depósitos contruidos con carácter temporal deberán ser desmontados y los lugares dónde estaban emplazados restaurados a su forma original.

Toda Obra se ejecutará de forma que las zonas afectadas recuperen su estado original al finalizar las mismas, además de quedar totalmente limpias y en condiciones estéticas acordes con el paisaje.

Estos trabajos se considerarán incluidos en el contrato y por tanto no serán objeto de abonos por su realización.

DOCUMENTO 4: PRESUPUESTO

4.1 PARTIDAS PRINCIPALES

4.1.1 PARTIDA 1: APOYOS

4.1.1.1 APOYO METÁLICO M60-S41T2-30,5

CANTIDAD	UNIDADES	CONCEPTO	IMPORTE (EUROS)	
			UNITARIO	TOTAL
1	Unidad	Apoyo metálico M60-S41T2, incluyendo el acopio de material, transporte, armado e izado.	8687,23	8687,23
7,05	m ³	Excavación en terreno, incluyendo retirada de sobrante a vertedero y la restauración medioambiental del mismo.	210,25	1482,26
14,10	m ³	Hormigón de 250 Kg/m ³ de dosificación en cemento de apoyo, incluida la elaboración y el vertido.	222,87	3142,40
1	Unidad	Puesta a tierra en apoyo con cimentación monobloque, cable de cobre de 50 mm ² y pica bimetálica de acero cobre de 2 m de longitud, incluido material, mano de obra y transporte.	305,81	305,81
1	Unidad	Señalización de riesgo eléctrico, numeración de los apoyos y chapa antiescalo.	198,57	198,57
IMPORTE TOTAL (EUROS)				13816,27

4.1.2 PARTIDA 2: CONDUCTORES

4.1.2.1 CONDUCTOR LA-280

CANTIDAD	UNIDADES	CONCEPTO	IMPORTE (EUROS)	
			UNITARIO	TOTAL
3,09	m	Cable de aluminio con alma de acero LA-280, incluido transporte de sobrantes y devolución de bobinas.	3,38	10,45
1	m	Tendido, tensado, regulado y engrapado de línea trifásica con conductor de aluminio.	4,92	4,92
IMPORTE TOTAL (EUROS)				15,37

4.1.2.2 CONDUCTOR OPGW-14

CANTIDAD	UNIDADES	CONCEPTO	IMPORTE (EUROS)	
			UNITARIO	TOTAL
1,03	m	Cable de tierra/comunicación de acero recubierto de aluminio con núcleo de fibra óptica tipo OPGW-14.	7,17	7,38
1	m	Tendido, tensado, regulado y engrapado de línea trifásica con conductor de aluminio.	4,92	4,92
IMPORTE TOTAL (EUROS)				12,30

4.1.3 PARTIDA 3: AMORTIGUADORES

4.1.3.1 AMORTIGUADORES

CANTIDAD	UNIDADES	CONCEPTO	IMPORTE (EUROS)	
			UNITARIO	TOTAL
1	Unidad	Amortiguador Stockbridge AMG-050920, incluido material, acopio y transporte.	26,13	26,13
1	Unidad	Colocación de amortiguador en la línea.	6,63	6,63
IMPORTE TOTAL (EUROS)				32,76

4.1.4 PARTIDA 4: CADENAS DE AISLADORES

4.1.4.1 CADENAS DE SUSPENSIÓN

CANTIDAD	UNIDADES	CONCEPTO	IMPORTE (EUROS)	
			UNITARIO	TOTAL
3	Unidad	Aislamiento de suspensión compuesto por 10 unidades de aislador E-100P-146, horquilla de bola, alojamiento de rótula y grapa de suspensión, incluido material, mano de obra y transporte.	236,08	708,24
IMPORTE TOTAL (EUROS)				708,24

4.1.4.2 CADENAS DE AMARRE

CANTIDAD	UNIDADES	CONCEPTO	IMPORTE(EUROS)	
			UNITARIO	TOTAL
3	Unidad	Aislamiento de amarre compuesto por 10 unidades de aislador E-100P-146, horquilla de bola, alojamiento de rótula y grapa de amarre, incluido material, mano de obra y transporte.	331,06	993,18
IMPORTE TOTAL (EUROS)				993,18

4.1.5 PARTIDA 5: PUESTA EN MARCHA

4.1.5.1 PUESTA EN MARCHA

CANTIDAD	UNIDADES	CONCEPTO	IMPORTE (EUROS)	
			UNITARIO	TOTAL
1	Unidad	Pruebas finales y energización.	6360	6360
IMPORTE TOTAL (EUROS)				6360

4.1.6 PARTIDA 6: SERVICIOS TÉCNICOS Y ADMINISTRATIVOS

4.1.6.1 SERVICIOS TÉCNICOS Y ADMINISTRATIVOS

CANTIDAD	UNIDADES	CONCEPTO	IMPORTE (EUROS)	
			UNITARIO	TOTAL
1	Unidad	Dirección técnica de la obra.	33390,00	33390,00
1	Unidad	Tasas y licencias.	10845,29	10845,29
1	Unidad	Programa de vigilancia ambiental.	6572,00	6572,00
1	Unidad	Coordinación de prevención de riesgos laborales.	7526,00	7526,00
IMPORTE TOTAL (EUROS)				58333,29

4.2 MEDICIONES

4.2.1 APOYOS

4.2.1.1 APOYO METÁLICO M60-S41T2-30,5

MEDICIÓN		
VANO 1	1,5	
VANO 2	1	
VANO 3	1	
VANO 4	1	
VANO 5	1	
VANO 6	1	
VANO 7	1	
VANO 8	1	
VANO 9	1,5	
TOTAL MEDICIONES:	10	
PRECIO UNITARIO (EUROS)		13816,27
TOTAL (EUROS)		138160,27

4.2.2 CONDUCTORES

4.2.2.1 CONDUCTOR LA-280

MEDICIÓN		
VANO 1	223,40	
VANO 2	225,71	
VANO 3	225,67	
VANO 4	229,27	
VANO 5	236,86	
VANO 6	206,20	
VANO 7	207,82	
VANO 8	233,16	
VANO 9	221,90	
TOTAL MEDICIONES:	2010,00	
PRECIO UNITARIO (EUROS)		15,37
TOTAL (EUROS)		30893,70

4.2.2.2 CONDUCTOR OPGW-14

MEDICIÓN		
VANO 1	223,40	
VANO 2	225,71	
VANO 3	225,67	
VANO 4	229,27	
VANO 5	236,86	
VANO 6	206,20	
VANO 7	207,82	
VANO 8	233,16	
VANO 9	221,90	
TOTAL MEDICIONES:	2010,00	
PRECIO UNITARIO (EUROS)		12,30
TOTAL (EUROS)		24723,00

4.2.3 AMORTIGUADORES

MEDICIÓN		
VANO 1	1	
VANO 2	1	
VANO 3	1	
VANO 4	1	
VANO 5	1	
VANO 6	1	
VANO 7	1	
VANO 8	1	
VANO 9	1	
TOTAL MEDICIONES:	9	
PRECIO UNITARIO (EUROS)		32,76
TOTAL (EUROS)		294,84

4.2.4 CADENAS DE AISLADORES**4.2.4.1 CADENAS DE SUSPENSIÓN**

MEDICIÓN	
VANO 1	0
VANO 2	0
VANO 3	1
VANO 4	2
VANO 5	2
VANO 6	1
VANO 7	1
VANO 8	2
VANO 9	1
TOTAL MEDICIONES:	10
PRECIO UNITARIO (EUROS)	
708,24	
TOTAL (EUROS)	
7082,40	

4.2.4.2 CADENAS DE AMARRE

MEDICIÓN	
VANO 1	2
VANO 2	2
VANO 3	1
VANO 4	0
VANO 5	0
VANO 6	1
VANO 7	1
VANO 8	0
VANO 9	1
TOTAL MEDICIONES:	8
PRECIO UNITARIO (EUROS)	
993,18	
TOTAL (EUROS)	
9931,80	

4.2.5 PUESTA EN MARCHA

MEDICIÓN		
VANO 1	0,11	
VANO 2	0,11	
VANO 3	0,11	
VANO 4	0,11	
VANO 5	0,11	
VANO 6	0,11	
VANO 7	0,11	
VANO 8	0,11	
VANO 9	0,11	
Total mediciones:	1	
PRECIO UNITARIO (EUROS)		6360,00
TOTAL (EUROS)		6360,00

4.2.6 SERVICIOS TÉCNICOS Y ADMINISTRATIVOS

MEDICIÓN		
VANO 1	0,11	
VANO 2	0,11	
VANO 3	0,11	
VANO 4	0,11	
VANO 5	0,11	
VANO 6	0,11	
VANO 7	0,11	
VANO 8	0,11	
VANO 9	0,11	
Total mediciones:	1	
PRECIO UNITARIO (EUROS)		58333,29
TOTAL (EUROS)		58333,29

4.3 PRESUPUESTO GENERAL

CONCEPTO	IMPORTE (EUROS)
APOYO METÁLICO M60-S41T2-30,5	138160,27
CONDUCTOR LA-280	30893,70
CABLE DE TIERRA OPGW-14	24723,00
AMORTIGUADORES	294,84
CADENAS DE SUSPENSIÓN	7082,40
CADENAS DE AMARRE	9931,80
PUESTA EN MARCHA	6360,00
SERVICIOS TÉCNICOS	58333,29
TOTAL	275779,30
I.V.A. (18%)	49640,27
TOTAL	325419,57
GASTOS GENERALES Y BENEFICIO INDUSTRIAL (15%)	48812,94
IMPORTE TOTAL	374232,51

El presupuesto total de la línea proyectada asciende a la cantidad (I.V.A. incluido) de:

Trescientos setenta y cuatro mil doscientos treinta y dos euros con cincuenta y un céntimos (374232,51 €)

Las Rozas de Madrid, noviembre de 2011

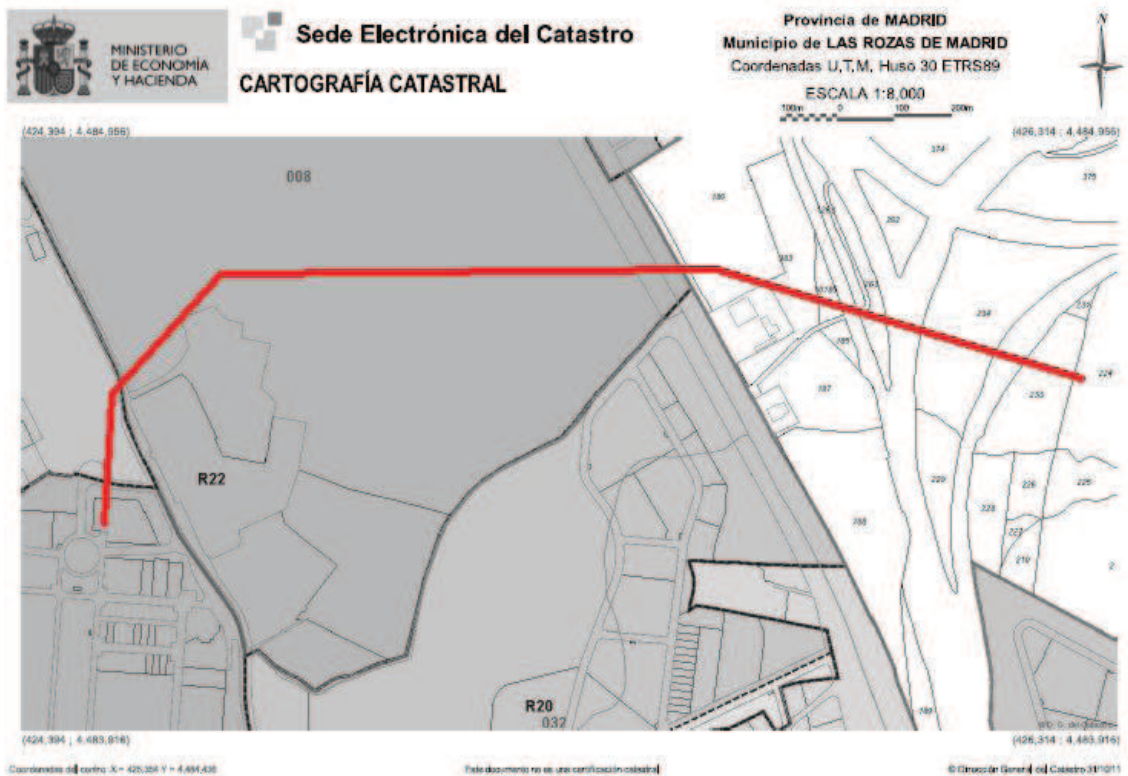
Esteban Martínez Baquero

Ingeniero Técnico Industrial Eléctrico

DOCUMENTO N° 5: PLANOS

PLANO N°1: PERFIL LONGITUDINAL Y PLANTA

PLANO Nº2: CARTOGRAFÍA CATASTRAL



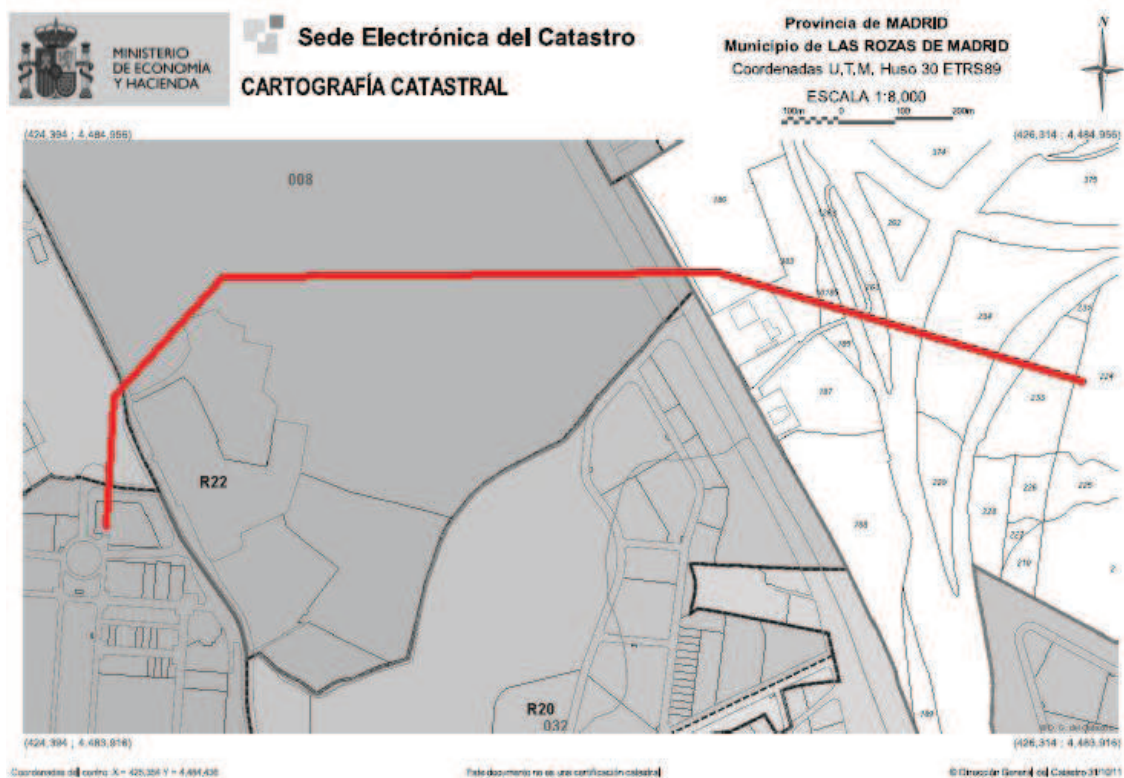
SIMBOLOGÍA

RECINTOS	LÍNEAS	ATRIBUTOS
<div></div> Parcelas rústicas	<div>+++</div> Límites administrativos	<div>016</div> Polígono
<div></div> Construcciones sobre rasante	<div></div> Límite suelo urbano	<div>93985</div> Manzana
<div></div> Construcciones bajo rasante	<div></div> Manzana / Polígono	<div>15</div> Parcela urbana
<div></div> Solares y patios	<div></div> Parcela	<div>33</div> Parcela rústica
<div></div> Jardines y zonas deportivas	<div></div> Construcción/subparcela	<div>-I+VII</div> Construcciones
<div></div> Piscinas y estanques	<div></div> Mobiliario urbano	<div>a, b, c</div> Subparcelas
	<div></div> Hidrografía	<div>5A</div> Nº de policía
	<div></div> Zona verde	
	<div></div> Línea proyectada	

PLANO Nº3: ORTOFOTO PNOA



PLANO Nº4: PONENCIA DE VALORES



DOCUMENTO 6: BIBLIOGRAFÍA

En la elaboración del presente proyecto, se ha consultado:

- I. Las prescripciones y disposiciones generales contenidas en:
 - Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas de Alta Tensión (Real Decreto del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 223/2008, de 15 de febrero).
 - Instrucciones técnicas complementarias al Real Decreto 223/2008, ITC-LAT 1 a 9 (BOE del 19 de marzo de 2008).
 - Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (Real Decreto del Ministerio de Industria y Energía 3275/82, 12 de Noviembre de 1982).
 - Instrucciones técnicas complementarias al Real Decreto 3275/82 (BOE del 25 de noviembre de 1984).
 - Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre de 2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
 - Normas UNE de obligado cumplimiento.
 - Ley 2/2002, de 19 de junio, de Evaluación Ambiental de la Comunidad de Madrid. (Modificada parcialmente por la Ley 2/2004, de 31 de mayo, de Medidas Fiscales y Administrativas). BOE 176, de 24-07-2002.
 - Ley del Sector Eléctrico. Ley 54/1997, de 27 de noviembre. B.O.E. 28 de noviembre de 1997.
 - Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados y Ordenanzas Municipales.
- II. Apuntes de la asignatura “Líneas eléctricas y aparamenta” del Grado en Ingeniería Eléctrica de la UC3M.
- III. “Líneas de transporte y energía”, de Luis María Checa. Ed MARCOMBO, 1988.

IV. Páginas web:

- www.sgdlagranja.es/
- <http://www.eucomsa.es/>
- <http://www.saprem.com/>
- <http://www.catastro.meh.es/>
- www.proyectostipo.com/
- www.iberdrola.es/

ANEXO: CATÁLOGOS

Aisladores anticontaminación media

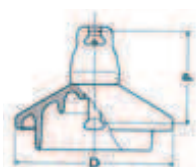
Carga mínima de rotura mecánica

KN

70

100

120



Carga rotura mecánica (KN)		70	100		120
Modelo catálogo		E-70P-127	E-100P-127	E-100P-146	E-120P-146
Clase IEC-305					
Datos Dimensionales	Paso (P) mm.	127	127	146	146
	Diámetro (D) mm.	255	255	255	255
	Línea de fuga mm.	390	185	320	320
	Unión normalizada IEC 120	16A	11	11	11
Valores eléctricos	Tensión soportada a frecuencia industrial en seco (KV)	80	80	80	80
	bajo lluvia (KV)	45	45	45	45
	Tensión soportada a impulso de choque en seco (KV)	110	110	110	110
	Tensión de perforación en aceite (KV)	130	130	130	130
Información de embalaje	Peso neto aproximado por unidad (Kg.)	4,6	4,7	4,8	4,8
	embalaje nº de un/caja madera	6	6	6	6

Los ensayos y tolerancias en dimensiones están de acuerdo con las normas CEI 383 y CEI 305



Sección de ensamblado automático

**MODELOS PARA ATMÓSFERAS CONTAMINADAS
TENSIONES SOPORTADAS**
kV
**CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LAS CADENAS DE
CONFORMIDAD CON LAS NORMAS CEI 383 Y BS 137 PARTE 1**

Nº	ØxP: 255 x 127 mm			ØxP: 255 x 146 mm			ØxP: 280 x 146 mm			ØxP: 320 x 170 mm		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
1	80	45	110	80	45	110	85	50	125	90	55	140
2	120	65	200	130	75	235	130	75	235	135	85	270
3	165	90	275	180	100	320	180	100	320	190	110	370
4	205	115	340	225	130	390	225	130	390	240	145	450
5	245	140	405	270	155	465	270	155	465	290	175	540
6	285	165	470	315	185	545	315	185	545	335	205	625
7	325	195	540	360	215	620	360	215	620	380	240	710
8	365	220	605	405	245	695	405	245	695	430	275	800
9	400	240	675	450	270	775	450	270	775	475	305	890
10	440	260	740	490	290	855	490	290	855	520	335	980
11	475	285	815	530	320	935	530	320	935	565	360	1070
12	510	305	880	570	340	1015	570	340	1015	610	385	1170
13	545	320	955	610	365	1100	610	365	1100	655	410	1260
14	580	345	1025	650	390	1180	650	390	1180	695	440	1355
15	615	365	1090	690	410	1260	690	410	1260	740	465	1450
16	650	380	1165	725	430	1340	725	430	1340	785	490	1540
17	685	405	1240	765	450	1425	765	450	1425	830	515	1640
18	715	425	1305	800	480	1500	800	480	1500	875	540	1730
19	750	445	1370	840	500	1580	840	500	1580	920	565	1810
20	780	460	1440	875	520	1655	875	520	1655	965	590	1900
21	815	480	1505	915	540	1730	915	540	1730	1005	610	1990
22	850	500	1575	950	565	1810	950	565	1810	1050	640	2080
23	880	520	1640	985	585	1885	985	585	1885	1095	660	2160
24	915	540	1705	1025	610	1950	1025	610	1950	1140	690	2245
25	945	555	1770	1060	630	2025	1060	630	2025	1180	710	2325
26	975	575	1840	1100	650	2095	1100	650	2095	1225	740	2410
27	1010	595	1910	1135	670	2170	1135	670	2170	1270	760	2490
28	1040	612	1970	1170	695	2240	1170	695	2240	1310	780	2575
29	1070	625	2035	1205	710	2305	1205	710	2305	1355	805	2650
30	1100	645	2100	1240	730	2365	1240	730	2365	1395	830	2720

A: Tensión soportada a frecuencia industrial en seco

B: Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia

C: Tensión soportada al impulso tipo rayo 1,2/50

AAC o ASC

CONDUCTORES DE ALUMINIO TRENZADO

ALL-ALUMINIUM STRANDED CONDUCTORS

UNE 21018

DESIGNATION	Area mm ²	Equivalent copper area mm ²	Stranding and wire diameter		Overall diameter mm.	Nominal breaking load daN	Maximum dc resistance at 20°C ohm/km.	Standard weight kg/km	Standard length mts. +/-5%	Admissible Intensity Amp.
			N°	dia.						
L-28	27,8	17,5	7	2,25	6,75	502	1,0285	76,2	6000	130
L-40	43,1	27,1	7	2,80	8,40	727	0,6641	118	3800	190
L-56	54,6	34,3	7	3,15	9,45	904	0,5247	149,3	3000	215
L-80	75,5	47,5	19	2,25	11,25	1,364	0,3807	207,9	5800	270
L-110	117,0	73,6	19	2,80	14,00	1,974	0,2458	321,9	3800	360
L-145	148,1	93,1	19	3,15	15,75	2,454	0,1942	407,4	3000	410
L-180	188,1	118,3	19	3,55	17,75	3,044	0,1529	517,4	2300	475
L-280	279,3	175,6	37	3,10	21,70	4,629	0,1032	769,9	2500	600
L-400	381,0	239,6	61	2,82	25,38	6,428	0,0758	1052,6	2800	775
L-450	454,5	285,8	61	3,08	27,72	7,535	0,0635	1255,7	2350	840
L-550	547,3	344,2	61	3,38	30,42	8,966	0,0527	1512,2	1950	970
L-630	638,3	401,4	61	3,65	32,85	10,331	0,0452	1763,4	1670	1020

ACSR

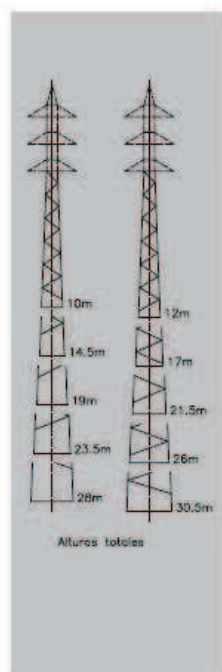
CONDUCTORES DE ALUMINIO REFORZADOS DE ACERO

ALUMINIUM CONDUCTORS STEEL REINFORCED

UNE 21018

DESIGNATION	Area			Equiv. cooper area mm2.	Stranding and wire dia.				Diameter		Nominal breaking load daN	Resist. max. dc at 20°C ohm/km.	Standard weight kg/km	Standard length +/-5% m.	Admis. Intensity amp.
	Aluminium mm2	Steel mm2	Total mm2		Aluminium		Steel		Steel core mm.	Compl. conduct mm.					
					Nº	dia.	Nº	dia.							
LA-30	26,7	4,4	31,1	16,8	6	2,38	1	2,38	2,38	7,14	9,879	1,0749	107,9	5,200	130
LA-56	46,8	7,8	54,6	29,4	6	3,15	1	3,15	3,15	9,45	1,635	0,6136	189,1	3,000	175
LA-78	67,4	11,2	78,6	42,3	6	3,78	1	3,78	3,78	11,34	2,315	0,4261	272,3	2,100	225
LA-110	94,2	22,0	116,2	59,3	30	2,00	7	2,00	6,00	14,00	4,316	0,3066	432,7	5,400	260
LA-145	119,3	27,8	147,1	75	30	2,25	7	2,25	6,75	15,75	5,415	0,2422	547,7	4,400	300
LA-180	147,3	34,3	181,6	92,6	30	2,50	7	2,50	7,50	17,50	6,395	0,1962	676,1	3,500	350
LA-280 Hawk	241,7	39,4	281,1	152	26	3,44	7	2,68	8,04	21,80	8,452	0,1194	976,1	2,500	485
LA-380 Gull	337,3	43,7	381,0	212	54	2,82	7	2,82	8,46	25,38	10,666	0,0857	1.275,0	2,775	635
LA-455 Condor	402,3	52,2	454,5	253	54	3,08	7	3,08	9,24	27,72	12,426	0,0718	1,520,9	2,325	710
LA-545 Cardinal	484,5	62,8	547,3	305	54	3,38	7	3,38	10,14	30,42	14,869	0,0596	1,831,6	1,950	810
LA-635 Finch	565,0	71,6	636,6	355	54	2,19	19	3,65	10,95	32,85	17,535	0,0511	2,124,7	1,540	900

Serie M



Descripción de los apoyos

Los apoyos de esta serie son apropiados para líneas hasta 132 KV en las que por las características del terreno o permisos de paso se precisen torres de fundación monobloque y base estrecha con poca ocupación de terreno.

La serie consta de cinco apoyos metálicos troncopiramidales de sección cuadrada con las cuatro caras iguales, tanto desde el punto de vista resistente como geométrico.

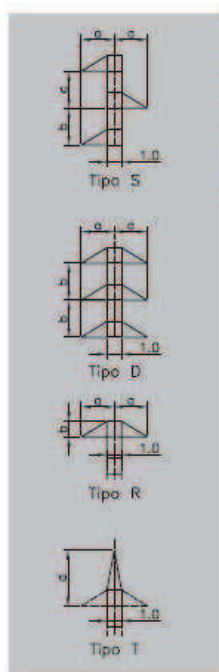
Tanto la cabeza o armado, que es común a toda la serie, como el fuste están constituidos por perfiles angulares atornillados. La celosía del fuste, unida con un solo tornillo, es igual para cualquier tipo de la serie y diseñada de forma a mantener una misma longitud de barra por tramo con el fin de reducir al máximo el número diferente de piezas, con la consiguiente rapidez de clasificación y montaje.

Alturas

Las alturas necesarias pueden conseguirse mediante la adición de tramos completos empotrándose el último parcialmente en la fundación o bien añadiendo al último tramo un cuerpo de anclaje para conseguir una gama amplia de alturas intermedias.

Tipo	Alturas totales (m)									
	10	12	14.5	17	19	21.5	23.5	26	28	30.5
M17	8.55	10.43	12.90	15.35	17.30	19.30	21.75	24.20	26.20	28.65
M25	9.40	10.30	12.75	15.20	17.15	19.60	21.55	24.05	26.00	28.50
M25	9.25	10.15	12.60	15.05	17.00	19.45	21.45	23.90	25.85	28.35
M47	8.10	10.05	12.50	14.90	16.85	19.35	21.30	23.75	25.75	28.10
M60	7.95	9.90	12.35	14.80	16.70	19.20	21.15	23.60	25.60	28.05

Serie M



Armados

Considerando las disposiciones más comunes que pudieran presentarse, para el rango de líneas en que esta serie puede ser utilizada, en cuanto a disposición de conductores, se han normalizado una serie de cabezas cuyas dimensiones y pesos damos en las tablas que siguen.

Hacemos notar que las crucetas al ser elementos independientes, pueden unirse a la parte prismática de la cabeza considerada en otras disposiciones diferentes a las normalizadas.

Por ejemplo se puede pasar de simple circuito a doble o viceversa mediante la adición o sustracción de las crucetas oportunas, o combinar las longitudes de las crucetas dadas de otra forma a la especificada.

Tipo	Dimensiones (m)				Peso (Kg)
	a	b	c	d	
D1	2.00	0.67	1.34		330
D2	2.00	1.34	1.34		377
D3	2.00	1.36	1.99		412
D21	2.30	1.36	1.99		423
D4	2.00	2.02	2.02		443
D41	2.70	2.02	2.02		483
D1	2.00	2.02			546
D11	2.30	2.02			567
D2	2.00	2.66			610
D21	2.30	2.66			632
D3	2.30	3.30			696
D31	2.70	3.30			751
R1	2.00	0.67			170
R11	2.30	0.67			180
R12	2.70	0.67			210
T1				2.20	46
T2				2.90	63
T3				3.40	78
T4				3.90	89

Serie M

Resistencia de los apoyos

Los esfuerzos útiles, expresados en Kg. que pueden resistir estos apoyos aplicados según se especifica son:

EHV (1.5): Esfuerzo útil aplicado a 2 m por encima de la cruceta inferior con coeficiente de seguridad 1.5 y viento sobre el apoyo de 120 km/h.

EH (1,5): Esfuerzo útil horizontal sin viento aplicado a 2 m. por encima de la cruzeta inferior con coeficiente de seguridad 1,5.

T (1,2): Esfuerzo unit horizontal excéntrico aplicado en el extremo de una cruceta de 2 m. de longitud, situada a cualquier nivel de los armados normalizados, con coeficiente de seguridad 1,2.

	M17	M25	M35	M47	M60
SH(1.5)	1700	2500	3500	4700	6000
SH(1.5)	2500	3950	4200	5100	6500
T(1.2)	2900	3500	3500	3500	2500

Peso de los apovos

En la tabla que sigue a continuación se indican los pesos aproximados de los fustes de los apoyos en Kg. para las diferentes alturas totales.

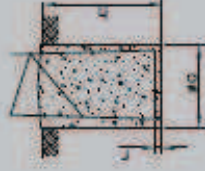
Altura (cm)	M17	M25	M35	M47	M50
10	532	555	596	671	719
12	555	606	761	852	921
14	622	837	975	1078	1187
17	1019	1018	1193	1341	1516
19	1174	1244	1365	1552	1718
21	1355	1472	1622	1859	2045
23	1636	1823	1847	2086	2322
26	1793	1856	2116	2301	2508
30	1956	2117	2360	2592	3038
30.5	2022	2347	2562	2623	3449

Serie M

Cimentaciones

En el cuadro se indican las dimensiones y volúmenes teóricos mínimos para suelos de 8, 12 y 16 Kg/cm² de coeficiente de compresibilidad. Las cimentaciones han sido calculadas según el método Subzenger para un ángulo máximo de giro cuya tangente no sea superior a 0.01 según se establece en el reglamento de líneas aéreas de alta tensión. Los volúmenes (V) indicados, corresponden a la zona embebida en el terreno.

年次	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030																																																																																																				
人口	1,000,000	1,050,000	1,100,000	1,150,000	1,200,000	1,250,000	1,300,000	1,350,000	1,400,000	1,450,000	1,500,000	1,550,000	1,600,000	1,650,000	1,700,000	1,750,000	1,800,000	1,850,000	1,900,000	1,950,000	2,000,000	2,050,000	2,100,000	2,150,000	2,200,000	2,250,000	2,300,000	2,350,000	2,400,000	2,450,000	2,500,000	2,550,000	2,600,000	2,650,000	2,700,000	2,750,000	2,800,000	2,850,000	2,900,000	2,950,000	3,000,000	3,050,000	3,100,000	3,150,000	3,200,000	3,250,000	3,300,000	3,350,000	3,400,000	3,450,000	3,500,000	3,550,000	3,600,000	3,650,000	3,700,000	3,750,000	3,800,000	3,850,000	3,900,000	3,950,000	4,000,000	4,050,000	4,100,000	4,150,000	4,200,000	4,250,000	4,300,000	4,350,000	4,400,000	4,450,000	4,500,000	4,550,000	4,600,000	4,650,000	4,700,000	4,750,000	4,800,000	4,850,000	4,900,000	4,950,000	5,000,000	5,050,000	5,100,000	5,150,000	5,200,000	5,250,000	5,300,000	5,350,000	5,400,000	5,450,000	5,500,000	5,550,000	5,600,000	5,650,000	5,700,000	5,750,000	5,800,000	5,850,000	5,900,000	5,950,000	6,000,000	6,050,000	6,100,000	6,150,000	6,200,000	6,250,000	6,300,000	6,350,000	6,400,000	6,450,000	6,500,000	6,550,000	6,600,000	6,650,000	6,700,000	6,750,000	6,800,000	6,850,000	6,900,000	6,950,000	7,000,000	7,050,000	7,100,000	7,150,000	7,200,000	7,250,000	7,300,000	7,350,000	7,400,000	7,450,000	7,500,000	7,550,000	7,600,000	7,650,000	7,700,000	7,750,000	7,800,000	7,850,000	7,900,000	7,950,000	8,000,000	8,050,000	8,100,000	8,150,000	8,200,000	8,250,000	8,300,000	8,350,000	8,400,000	8,450,000	8,500,000	8,550,000	8,600,000	8,650,000	8,700,000	8,750,000	8,800,000	8,850,000	8,900,000	8,950,000	9,000,000	9,050,000	9,100,000	9,150,000	9,200,000	9,250,000	9,300,000	9,350,000	9,400,000	9,450,000	9,500,000	9,550,000	9,600,000	9,650,000	9,700,000	9,750,000	9,800,000	9,850,000	9,900,000	9,950,000	10,000,000



El resalte de cimentación sobre el terreno no deberá ser inferior a 0,15 m.

La cota "1" debe ser respetada para conseguir las alturas útiles especificadas en este catálogo.

Serie M

Esfuerzos útiles por fase (Kg)

Tipo	Normales - verticales		Normales - horizontales		Longitudinales - horizontales		Longitudinales - verticales	
	02.1.1	02.1.2	02.1.1	02.1.2	02.1.1	02.1.2	02.1.1	02.1.2
Tipo A	M1	100	100	100	100	100	100	100
	M2	100	100	100	100	100	100	100
	M3	100	100	100	100	100	100	100
	M4	100	100	100	100	100	100	100
	M5	100	100	100	100	100	100	100
Tipo B	M1	100	100	100	100	100	100	100
	M2	100	100	100	100	100	100	100
	M3	100	100	100	100	100	100	100
	M4	100	100	100	100	100	100	100
	M5	100	100	100	100	100	100	100
Tipo C	M1	100	100	100	100	100	100	100
	M2	100	100	100	100	100	100	100
	M3	100	100	100	100	100	100	100
	M4	100	100	100	100	100	100	100
	M5	100	100	100	100	100	100	100
Tipo D	M1	100	100	100	100	100	100	100
	M2	100	100	100	100	100	100	100
	M3	100	100	100	100	100	100	100
	M4	100	100	100	100	100	100	100
	M5	100	100	100	100	100	100	100

Estos esfuerzos están
correlacionados con una carga
vertical por fase de 600 Kg.

Designación de los apoyos:
Recomendamos para la designación de los apoyos el uso de las siguientes siglas:

1. Tipo del apoyo (M17, M25, etc.)
Las cifras representan inmemotéricamente el esfuerzo útil del apoyo con viento.
2. Tipo de armado (S1, S3, D2, etc.) con indicación de soporte para cable de tierra si se requiere (S1T2, D2T3, etc.)
3. Altura del fuste (17, 19, 21.5, etc.)

Ejemplo: una poyo de la serie M de 2.500 Kg. de esfuerzo útil, un armado en simple circuito de 2.02 m. de distancia vertical entre fases, una distancia en horizontal de las fases al eje de la torre de 2.0m, un soporte de cable de tierra de 2.90 m. de altura con referencia a la cruceta superior, y una longitud de fuste de 21.5 m. se denominaría:

M25 - S4T2 - 21.5

